RAPPORT ANNUEL 2002

ONTARIO POWER GENERATION

PROFIL DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation (OPG) est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario et dans les marchés interconnectés. L'électricité que nous vendons provient de sources fiables et est produite par nos centrales concurrentielles suivant des normes établies de gestion du risque. L'objectif de OPG est d'être une société énergétique de premier plan en Amérique du Nord qui œuvre de façon responsable, transparente et sécuritaire pour l'environnement.

Au 31 décembre 2002, le portefeuille de production d'électricité de OPG représentait une capacité totale de mise en service de 22 211 mégawatts (MW) se répartissant de la façon suivante : deux centrales nucléaires en exploitation d'une capacité de 5 588 MW (une troisième centrale nucléaire de 2 060 MW est inutilisée); six centrales à combustible fossile de 9 700 MW; 36 centrales hydroélectriques, ainsi qu'un portefeuille de production écologique formé de 29 centrales hydroélectriques certifiées EcoLogo[MD], de 6 923 MW. En 2002, OPG a généré 115,8 terawatt-heures (TWh) d'électricité.

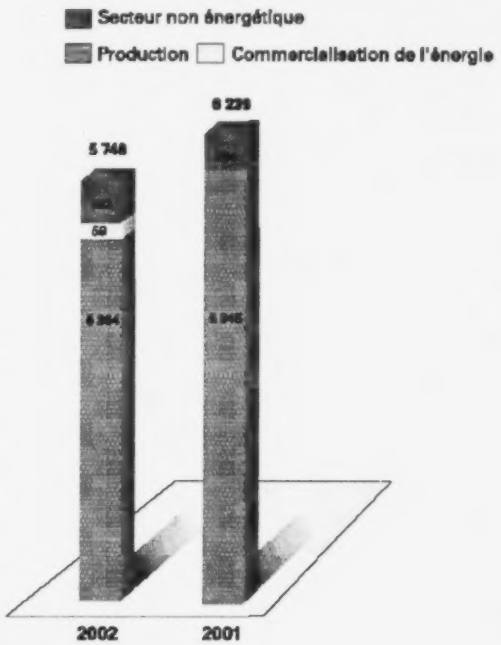
De plus, OPG produit de l'énergie éolienne à raison d'environ 2,5 MW, comme elle détient une part correspondant à environ 4,5 MW de la centrale en coparticipation de Huron Wind.

Deux centrales nucléaires, précédemment exploitées par OPG, sont louées à long terme à Bruce Power L.P.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2002	2001
Revenue		
Production	**5 364**	5 945
Commercialisation de l'énergie	**59**	-
Divers	**323**	294
	5 746	6 239
Bénéfice brut		
Production	**3 464**	3 613
Commercialisation de l'énergie	**59**	-
Divers	**323**	294
	3 846	3 907
Bénéfice net	**47**	152
Bénéfice par action ($ par action)	**0,18**	0,59
Dépenses en immobilisations	**869**	739
Au 31 décembre :		
Actif total	**17 361**	16 686
Dette à long terme	**3 352**	3 015
Avoir de l'actionnaire	**5 383**	5 470
Faits saillants – exploitation		
Volume physique des ventes d'électricité (TWh)		
Secteur Production	**123,1**	140,2
Secteur Commercialisation de l'énergie	**2,2**	-
	125,3	140,2

TOTAL DES PRODUITS (en millions de $)



Définitions

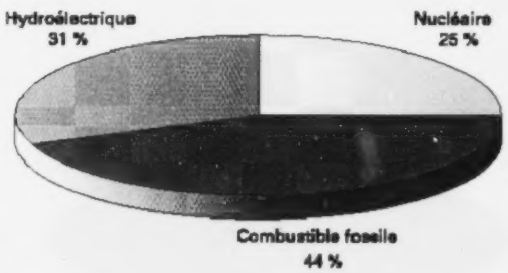
Un mégawatt (MW) représente un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la demande en électricité à un moment précis.
Un kilowatt (kW) représente 1 000 watts; un gigawatt (GW) correspond à un milliard de watts; et un térawatt (TW) signifie un billion de watts.
Le kilowattheure (kWh) permet de mesurer la consommation d'électricité par les clients. Un kWh représente l'énergie électrique consommée par 10 ampoules de 100 watts durant une heure. En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.
Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh; un gigawattheure (GWh) représente un million de kWh; et un térawattheure correspond à un milliard de kWh.

103-06804/

RÉALISATIONS CLÉS

- Poursuite de l'amélioration du rendement des centrales nucléaires, avec une production de 2,8 TWh supplémentaires à Darlington et Pickering B.
- Contribution à la réussite de l'ouverture du marché de l'électricité de l'Ontario.
- Vente de quatre centrales hydroélectriques sur la rivière Mississagi pour satisfaire aux obligations de OPG en matière de cession de contrôle de la production.
- Désinvestissement d'activités en faveur d'entreprises pouvant les assurer plus efficacement, y compris la recherche et le développement, la technologie de l'information et l'analyse de la sûreté.
- Mise en exploitation de HuronWind, premier parc d'éoliennes commercial de l'Ontario d'une capacité de 9 MW; OPG détient une participation de 50 pour cent dans cette centrale.
- Mise en route de la première de quatre unités de réduction catalytique sélective à la centrale alimentée au charbon de Lambton, ce qui a contribué à réduire les émissions d'oxydes d'azote de OPG.

CAPACITÉ DE PRODUCTION (22 211 MW)



ÉLECTRICITÉ PRODUITE (TWH)

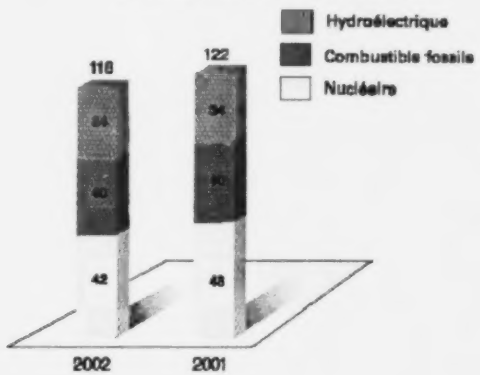


TABLE DES MATIÈRES

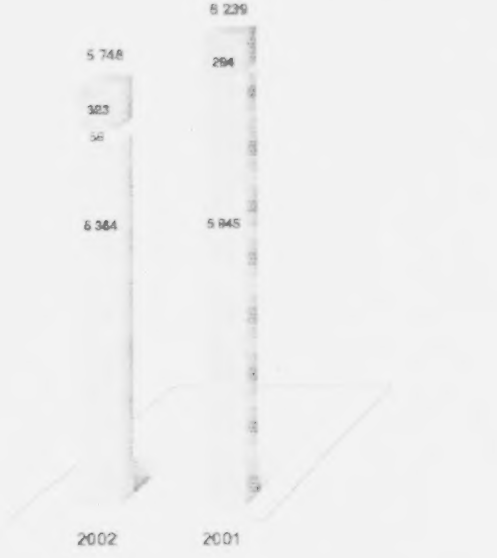
Message du président du conseil et du président	2
Rapport de gestion	10
États financiers consolidés	34
Notes afférentes aux états financiers consolidés	38
Conseil d'administration	69
Gouvernance d'entreprise	70
Haute direction et cadres supérieurs	71
Installations	72

	2002	
Revenue		
	5 364	
	59	
	323	
	5 746	
Benefice brut		
	3 464	
	59	
	123	
	3 646	
Benefice net	17	
Benefice par action ($ par action)	0,18	
Dépenses en immobilisations	869	
Au 31 décembre		
	17 161	
	3 352	
	5 383	
Faits saillants – exploitation		
Volume physique des ventes d'électricité (TWh)		
	123,1	
	2,2	
	125,3	

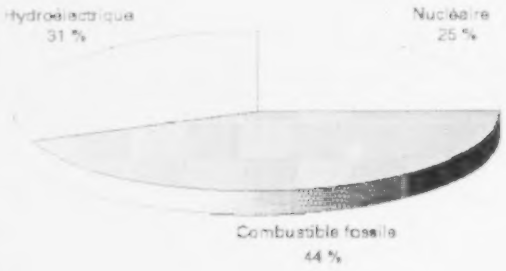
TOTAL DES PRODUITS (en millions de $)

Secteur non énergétique

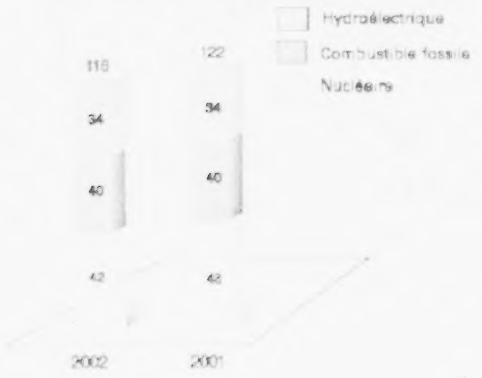
Production | Commercialisation de l'énergie



CAPACITÉ DE PRODUCTION (22 211 MW)



ÉLECTRICITÉ PRODUITE (TWH)



Bill Farlinger, *président du conseil d'administration*

Ron Osborne, *président et chef de la direction*

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL ET DU PRÉSIDENT

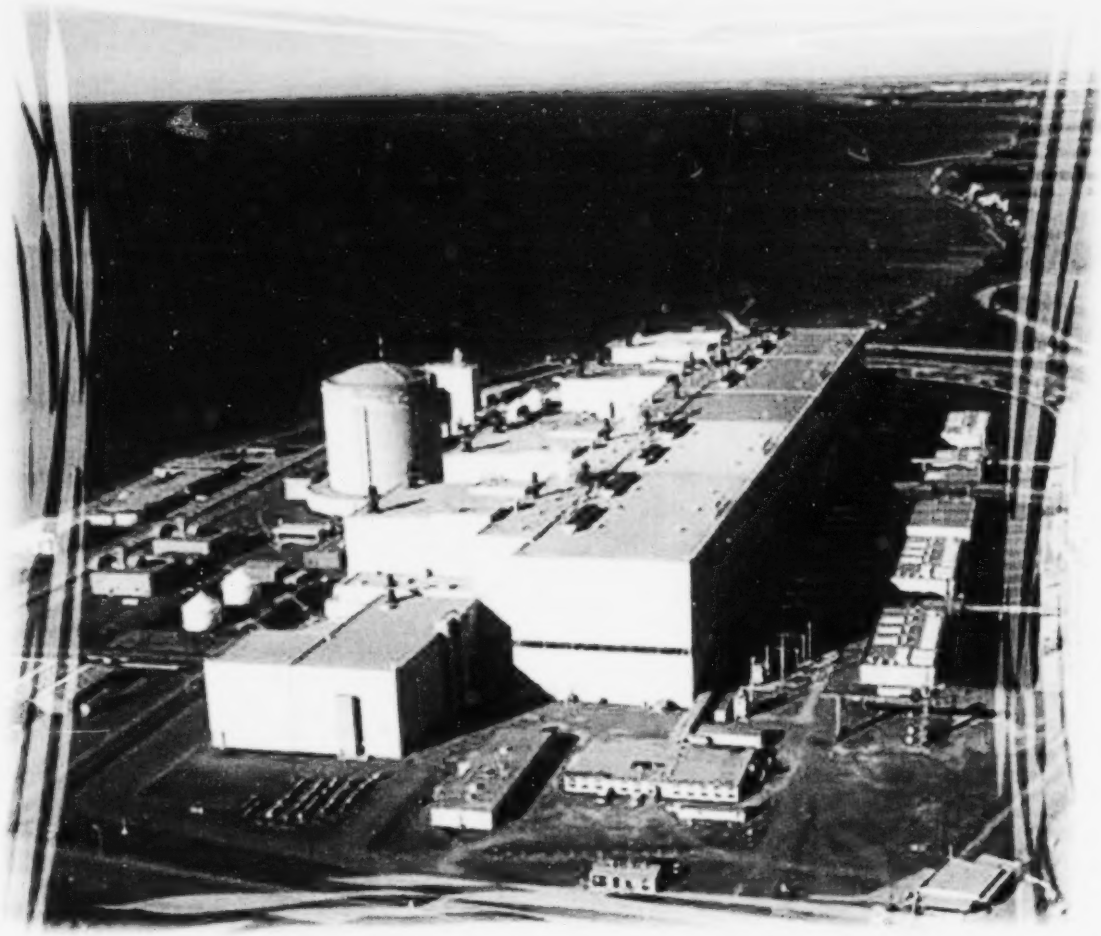
Pendant une année marquée par les défis et le changement, Ontario Power Generation a continué de mettre en œuvre les stratégies qui nous ont guidés depuis la création de notre Société en 1999. Les éléments clés de notre stratégie comprennent l'accroissement du rendement de nos exploitations de production d'électricité, l'optimisation de notre structure organisationnelle et la poursuite des efforts visant l'amélioration continue de secteurs d'activité tels que la sécurité, l'orientation client, la responsabilité environnementale et sociale et les relations avec les employés.

OPG a fortement contribué à la réussite de l'ouverture du marché de l'électricité de l'Ontario à la concurrence le 1er mai 2002. Nos gens, nos systèmes et nos installations de production ont eu un bon rendement au sein du nouveau marché, assurant un approvisionnement d'électricité fiable dans des conditions souvent difficiles, y compris durant les périodes de demande record.

Le bénéfice pour l'exercice a atteint 47 millions de dollars ou 0,18 $ par action, comparativement à un bénéfice de 152 millions de dollars ou 0,59 $ par action pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Nos résultats financiers ont subi les conséquences défavorables de l'allégement de tarifs transitoire consenti à certains clients industriels, des coûts de restructuration de la Société, des charges supplémentaires du projet de remise en service de Pickering A et du rétrécissement des actifs résultant des opérations de cession de contrôle relatives à certaines centrales nucléaires et hydroélectriques.

Courants nouveaux dans le secteur de l'électricité

Au cours des deux dernières années, le secteur de l'électricité en Amérique du Nord a subi des changements importants, entre autres : examen réglementaire des pratiques en matière de commerce de produits énergétiques et de présentation de l'information financière; affaiblissement de l'économie des États-Unis; baisse des prix moyens de l'électricité en raison de la diminution de la demande et de la capacité excédentaire dans certaines régions; et problèmes de liquidité pesant sur les bilans des sociétés et entraînant des baisses des cotes de solvabilité.



Centrale nucléaire de Darlington : *Plus grande centrale nucléaire de OPG avec une production de 3 524 mégawatts, Darlington est située à l'est de Toronto dans la municipalité de Clarington. Cette centrale a produit en 2002 environ 1,4 térawattheure de plus qu'en 2001 grâce à des améliorations du rendement. Cet ajout suffirait pour subvenir aux besoins de l'Ontario en électricité pendant trois jours.*

Ces facteurs ont ébranlé la confiance des investisseurs et limité l'accès aux capitaux pour les commerçants producteurs d'électricité. Bon nombre de sociétés énergétiques se sont retirées du marché du courtage de produits énergétiques, ont reporté ou annulé la construction de nouvelles installations de production et ont continué de se départir d'actifs dans le but de renforcer leur position de liquidités. Étant donné la réduction des investissements par beaucoup de sociétés énergétiques, le nombre des acheteurs admissibles que OPG a ciblés pour la cession de contrôle des centrales désignées a été limité.

La demande d'électricité en Ontario a été forte en 2002, en particulier au cours du troisième trimestre, avec l'enregistrement de trois nouveaux records de demande de pointe en raison des températures élevées. Cela a exercé une pression considérable sur l'approvisionnement en électricité de l'Ontario et entraîné une augmentation des prix.

Réagissant à cette situation, le gouvernement de l'Ontario a adopté en décembre une loi occasionnant une réduction des factures d'électricité, notamment par un gel des prix à 4,3 cents le kilowattheure jusqu'à au moins 2006 pour les abonnés dont la consommation annuelle ne dépasse pas 150 000 kilowattheures, ainsi que pour d'autres consommateurs désignés. En mars 2003, le gouvernement provincial a annoncé que tous les abonnés consommant annuellement jusqu'à 250 000 kilowattheures bénéficieraient du prix fixe. Les consommateurs dépassant cette limite, autres que ceux désignés par la loi, resteront dans les marchés de gros et de détail, pour aider à maintenir un marché concurrentiel important.

Production d'électricité par OPG

La force de OPG réside principalement dans ses actifs de production d'électricité. Nos centrales nucléaires et hydroélectriques, qui ne dégagent pratiquement aucune émission contribuant à la formation de smog ou de pluies acides et au changement climatique, ont produit davantage d'électricité en 2002 qu'en 2001.

La production nucléaire aux centrales de Darlington et de Pickering B a enregistré une augmentation de 2,8 térawattheures, attribuable directement à notre engagement à long terme envers l'amélioration du rendement. Dans les deux centrales, le facteur de capacité a enregistré en 2002 une amélioration par rapport à 2001, passant de 85,8 à 90,3 pour cent à Darlington et de 73,3 à 80,9 pour cent à Pickering B.

La production hydroélectrique a augmenté de 0,6 térawattheure malgré la vente en mai 2002 de quatre centrales sur la rivière Mississagi d'une capacité totale de 488 mégawatts. Les niveaux de l'eau, bien qu'inférieurs à leur moyenne à long terme, ont enregistré en 2002 une hausse par rapport à 2001. Les investissements dans nos centrales hydroélectriques devraient, au cours des cinq prochaines années, ajouter 100 mégawatts de capacité hydroélectrique renouvelable et économique.

En novembre 2002, OPG a participé à l'aménagement d'un parc d'éoliennes de neuf mégawatts, Huron Wind, avec British Energy Investments Inc., dont les parts ont été par la suite acquises par un consortium regroupant les principaux actionnaires de Bruce Power.

OPG continue d'évaluer les répercussions possibles des énoncés de politique d'ordre public sur la longévité de nos centrales alimentées au charbon. Le principal objectif de notre programme d'investissement visant ces centrales demeure, entre temps, l'amélioration de la sécurité et du rendement environnemental.

OPG détient une participation de 50 % dans la société en commandite Brighton Beach L.P. qu'elle a formée avec ATCO Power Canada Ltd. Cette société est en train de construire une installation de

production à cycles combinés alimentée au gaz naturel de 580 mégawatts près de Windsor. La mise en service de cette centrale, dont la production sera commercialisée par un tiers, est prévue pour 2004.

Le projet de remise en service de Pickering A aura également une incidence positive sur l'approvisionnement en électricité de OPG. L'année passée, nous avons isolé et abordé bon nombre des problèmes contribuant à retarder la remise en service de l'unité 4, la première à être remise en service. Nous nous attendons à ce que l'unité 4, de 515 mégawatts, contribue de façon significative à répondre aux besoins de l'Ontario en électricité durant l'été 2003.

Cession de contrôle de la production

En dépit du nombre limité d'acheteurs éventuels d'actifs de production d'électricité, OPG a conclu une transaction de cession de contrôle en mai portant sur la vente des quatre centrales hydroélectriques de la rivière Mississagi, réalisant ainsi une bonne valeur pour ses actionnaires. Nous nous sommes également réjouis du transfert réussi de la location-exploitation des centrales nucléaires de Bruce – dont nous avions cédé le contrôle en mai 2001 – à un consortium de sociétés canadiennes en février 2003.

Restructuration des activités non essentielles

L'année s'est déroulée sous le signe de la restructuration, avec la poursuite de l'impartition d'activités dont la prestation peut être assurée de façon plus efficace par d'autres sociétés, ainsi que de la réorganisation de OPG afin d'augmenter notre compétitivité sur le plan des coûts et notre souplesse opérationnelle. Les opérations réalisées incluaient :

- la vente de notre participation résiduelle dans Kinectrics, ancienne filiale de recherche et développement de OPG;
- l'achèvement du transfert des activités de technologies de l'information à Cap Gemini Canada Inc.; et
- l'impartition des activités de notre division d'analyse de sécurité nucléaire.

Nous avons également entamé le processus de désinvestissement de notre division des services d'inspection. De plus, avec l'appui de nos organisations syndicales, nous avons introduit un programme spécial d'indemnités de départ pour équilibrer nos effectifs avec l'ensemble de nos actifs. En 2002, nous avons réalisé d'importantes réductions au moyen de départs volontaires.

Centrale hydroélectrique Des Joachims : *Située sur la rivière des Outaouais près de Deep River, cette centrale de 429 mégawatts fait partie du portefeuille de production hydroélectrique de OPG. En 2002, 30 pour cent de la production d'électricité de OPG provenaient d'installations d'énergie renouvelable comme celle-ci.*

Sécurité

Protéger la sécurité du public et fournir à nos employés un milieu de travail sécuritaire font l'objet d'efforts continus. Depuis la création de la Société en 1999, nous avons apporté des améliorations majeures dans le domaine de la sécurité des employés grâce à la mise en œuvre de systèmes complets de gestion de la sécurité. Le taux d'accidents avec blessures (nombre de blessures par million d'heures travaillées) a diminué de près de 50 pour cent entre 1999 et 2002; le taux de gravité des accidents (nombre de jours perdus en raison d'accidents avec perte de temps par million d'heures travaillées) a également baissé de façon continue dans bon nombre de nos installations. En dépit de ces tendances positives, nous avons subi en 2002 deux accidents qui nous ont rappelé, de manière tragique, toute l'importance que revêt la sécurité. Deux membres du public ont perdu la vie près de la centrale hydroélectrique de Barrett Chute. Un employé a également perdu la vie à la centrale alimentée au charbon de Nanticoke. Ces accidents nous ont profondément bouleversés et ont renforcé notre détermination à tout mettre en œuvre pour empêcher ce genre d'événements de se reproduire.

En 2003, nous continuerons de nous concentrer sur l'amélioration de la sécurité du public, notamment par l'installation de barrières matérielles et de dispositifs d'avertissement supplémentaires dans bon nombre de nos centrales et par le renforcement de notre programme, déjà étendu, de sensibilisation du public. Nous intensifierons en outre nos efforts dans le secteur de la sécurité des employés et des fournisseurs en élaborant et en mettant en œuvre des plans d'action visant à faire face aux situations à haut risque à l'échelle de la Société. Notre objectif final est d'être une entreprise sans accident.

Produits énergétiques aux clients

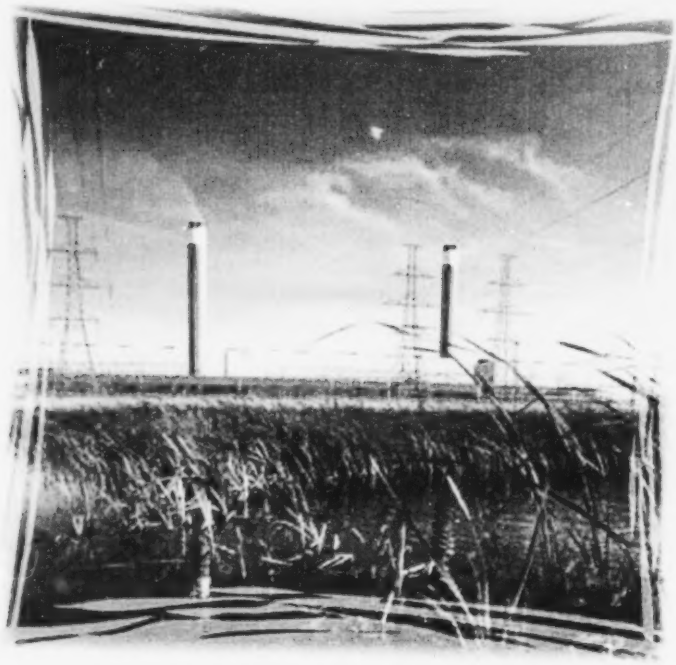
Nous avons pris l'engagement de traiter nos clients avec ouverture et intégrité. Bien que la plupart de nos produits d'exploitation proviennent de la vente d'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario, nous tirons certains revenus de contrats bilatéraux conclus avec des clients commerciaux et industriels. Ces contrats, ainsi que le portefeuille de produits et de services à valeur ajoutée de OPG, aident nos clients à gérer le risque lié au prix de l'électricité et à mieux gérer leurs besoins énergétiques globaux. Notre gamme à valeur ajoutée comprend l'énergie écologique, la facturation consolidée de détail, les services de vérification de factures et le logiciel de gestion énergétique Envision[MC], qui fournit aux clients les données dont ils ont besoin pour améliorer leur efficacité opérationnelle.

Responsabilité environnementale et sociale

Pour OPG, la responsabilité environnementale est une valeur importante. Bien que nos résultats sur le plan environnemental aient été mitigés en 2002 avec des améliorations requises au chapitre de la conformité à la réglementation, nous avons accompli un certain nombre de réalisations. Dans nos deux plus grandes centrales alimentées au charbon, nous avons amorcé la mise en exploitation de nouveaux équipements qui réduiront les émissions d'oxydes d'azote, lesquelles contribuent à la formation de smog. Nous avons mis en route une des quatre unités de réduction catalytique sélective en décembre, et poursuivi les travaux sur les trois autres unités, dont la dernière devrait entrer en opération à la fin de 2003. Une fois que les quatre unités seront opérationnelles, dans l'hypothèse d'un niveau de production équivalant à celui de 2002, le taux d'émissions d'oxydes d'azote à l'échelle du parc de centrales à combustible fossile sera réduit jusqu'à 25 pour cent.

Autres réalisations environnementales :

- Plantation du millionième arbre dans le sud de l'Ontario, et engagement à en planter un million d'autres d'ici 2007.
- Rôle de premier plan dans la création de la nouvelle Société de gestion des déchets nucléaires du Canada, qui a pour mission de recommander des solutions pour la gestion à long terme du combustible nucléaire épuisé.
- Appui à la recherche scientifique dans des domaines tels que la qualité de l'air, aux activités de recherche et développement relatives aux piles à combustible et aux technologies de charbon propre et de réduction des émissions de mercure.
- Financement de technologies énergétiques novatrices et de rechange par l'entremise de sa filiale d'investissement en capital de risque, OPG Ventures.



Centrale à combustible fossile de Nanticoke : *OPG investit environ 250 millions de dollars dans les centrales de Nanticoke (3 920 mégawatts) et de Lambton (1 975 mégawatts) pour l'installation d'un nouvel équipement destiné à réduire les émissions d'oxydes d'azote génératrices de smog. La centrale de Nanticoke est située près de Port Dover.*

Nous avons continué de bâtir des relations solides au sein des collectivités entourant nos installations et de tenir les résidents bien informés en faisant appel à des activités et des outils de communication et de sensibilisation tels que bulletins d'information, rapports, présentations aux conseils et comités locaux et opérations portes ouvertes. Notre programme d'engagement social a appuyé en 2002 plus de 600 initiatives dans les secteurs éducatif, environnemental et communautaire. Nous avons eu l'honneur de recevoir au cours de l'année plusieurs prix en hommage à nos contributions à la vie communautaire.

Employés

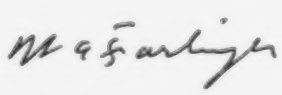
Nous avons pris l'engagement de fournir à nos employés un milieu de travail sain et sécuritaire, propice au respect, à la participation, à l'apprentissage et au rendement. Au cours de l'année, nous avons entrepris, de concert avec les syndicats, 89 nouvelles initiatives de partenariat portant en particulier sur l'amélioration de la rentabilité et de la qualité de la vie au travail. Nous avons continué d'encourager l'amélioration de la productivité par l'entremise de nos programmes de perfectionnement des aptitudes et de promotion de la santé et par la mise en œuvre d'un programme primé de gestion des limitations fonctionnelles, qui aide les employés malades ou blessés à reprendre le travail en toute sécurité. Nous remercions nos employés pour leur contribution aux résultats de 2002.

Conseil d'administration

Nous aimerions remercier les membres du conseil d'administration de OPG pour leurs directives et conseils, et pour leur engagement envers les intérêts de nos actionnaires et de la population de l'Ontario. Deux membres du conseil ont pris leur retraite en 2002 : Lynton «Red» Wilson et David Kerr. Nous les remercions de leurs services et leur souhaitons du succès à l'avenir. Nous souhaitons la bienvenue au sein du conseil à un nouveau membre éminent, M.L. Jacques Ménard, président du conseil de BMO Nesbitt Burns et président du Groupe de sociétés de la Banque de Montréal, Québec.

Aller de l'avant

À l'avenir, OPG continuera de concentrer ses efforts sur la maximisation de la valeur pour nos actionnaires et pour la population de l'Ontario, en respectant son engagement d'exercer ses activités de façon sécuritaire, efficace, honnête et ouverte. Notre recherche de l'excellence opérationnelle se poursuivra par l'augmentation de la rentabilité, l'insistance sur nos compétences essentielles et l'amélioration continue de secteurs d'activité clés tels que la sécurité, la protection de l'environnement et les relations avec nos clients, les collectivités et les employés.



Bill Farlinger
Président du conseil d'administration

Ron Osborne
Président et chef de la direction

Toronto, le 31 mars 2003

Huron Wind : *OPG est propriétaire de 50 pour cent de la centrale de neuf mégawatts de Huron Wind, située près de Kincardine.*

ONTARIO POWER GENERATION INC.
RAPPORT DE GESTION

SOMMAIRE

RAPPORT DE GESTION 2002	
La Société	10
Faits saillants	10
Marché de l'électricité de l'Ontario	11
Secteurs d'activités	12
Analyse des résultats d'exploitation	13
Situation de trésorerie et sources de financement	18
Remise en service de Pickering A	21
Conventions comptables importantes	21
Gestion des risques	22
Autres activités de cession de contrôle	27
Marché de l'électricité en Amérique du Nord	28
Vision, activités de base et stratégie	28
Résultats d'exploitation trimestriels	30
Déclarations prospectives	30

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés de Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») et les notes y afférentes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Certains montants comparatifs ont été reclassés pour être conformes à la présentation des états financiers de 2002.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production, la vente et l'achat d'électricité de façon rentable et sécuritaire, et sans dommage pour l'environnement, ainsi que de produits et de services de gestion des risques liés à l'énergie en Ontario et sur les marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et du nord-est et du Midwest des États-Unis. Régie par la Loi sur les sociétés par actions (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

Au 31 décembre 2002, le portefeuille de production d'électricité de OPG comprenait 3 centrales nucléaires, 6 centrales à combustible fossile et 36 centrales hydroélectriques ainsi qu'un portefeuille de production écologique formé de 29 centrales hydroélectriques et de 2 centrales éoliennes. Deux des autres centrales nucléaires, exploitées dans le passé par OPG, sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »), entité non associée à OPG. La centrale nucléaire Pickering A de la Société, qui représente 2 060 mégawatts (MW) de capacité est inutilisée depuis 1997. OPG a commencé la remise en service de la première unité de cette centrale qui en compte quatre.

La puissance totale de mise en service à la fin de 2002 atteignait 22 211 MW se répartissant de la façon suivante : centrales nucléaires (5 588 MW), centrales à combustible fossile (9 700 MW) et centrales hydroélectriques (6 923 MW), dont des centrales de production écologique d'environ 119 MW. En 2002, OPG a généré 115,8 terawatt-heures (TWh) d'électricité.

FAITS SAILLANTS

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Produits	**5 746**	6 239
Bénéfice net	**47**	152
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**844**	224
Volume physique des ventes d'électricité (TWh)		
Secteur Production	**123,1**	140,2
Secteur Commercialisation de l'énergie	**2,2**	-
Total	**125,3**	140,2
Total d'énergie disponible (TWh)		
Total de la production	**115,8**	121,6
Électricité achetée – Production et Commercialisation de l'énergie	**9,6**	19,1
Divers	**(0,1)**	(0,5)
Total	**125,3**	140,2

Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevé à 47 millions de dollars, contre 152 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Le total des produits en 2002 s'est élevé à 5 746 millions de dollars comparativement à 6 239 millions de dollars en 2001. Le volume total des ventes d'électricité des secteurs Production et Commercialisation de l'énergie au cours des exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 s'est établi respectivement à 125,3 TWh et 140,2 TWh.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation en 2002 se sont élevés à 844 millions

de dollars contre 224 millions de dollars en 2001. La hausse est essentiellement attribuable à des prix de l'énergie plus élevés. Dans le cadre de l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché, un rabais a été accordé à la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (« SIGMÉ »), pour être ensuite transmis aux clients. Au 31 décembre 2002, le rabais à remettre totalisait 572 millions de dollars après la prise en compte d'un versement intermédiaire.

D'importants facteurs ont eu une incidence sur le bénéfice en 2002 comparativement à 2001 :

Variation des résultats

(en millions de dollars – après déduction des impôts et taxes)	
Bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001	**152**
Hausse du prix de l'énergie par rapport aux tarifs fixes préalables à l'ouverture du marché	**97**
Incidence de la cession de contrôle – diminution de la marge brute en partie contrebalancée par des économies sur les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et d'autres frais	**(36)**
Autres variations de la marge brute du secteur Production imputables à l'augmentation des coûts du charbon, partiellement contrebalancée par une baisse des achats d'électricité	**(12)**
Augmentation des niveaux d'activité et des dépenses associés à la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A	**(82)**
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires pour les clients industriels après l'ouverture du marché	**(140)**
Charge de restructuration pour les frais associés à une réduction d'effectif	**(101)**
Gain à la vente des centrales de la rivière Mississagi	**79**
Gain à la vente des placements	**49**
Amortissement d'une baisse de l'estimation du passif pour gestion des déchets nucléaires à long terme	**31**
Incidence ponctuelle de la réduction des taux d'imposition en 2001 et d'autres différences temporaires	**(32)**
Autres éléments, montant net	**42**
Diminution du résultat	**(105)**
Bénéfice net pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002	**47**

MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

Le 1er mai 2002, l'Ontario a ouvert ses marchés de gros et de détail à la libre concurrence. Les producteurs, les grossistes, les fournisseurs et les commerçants de l'intérieur et de l'extérieur de l'Ontario se font concurrence pour vendre ou acheter l'électricité sur le marché de l'électricité en temps réel ou marché au comptant administré par la SIGMÉ.

Conséquemment à l'ouverture du marché, la SIGMÉ répartira sur le marché au comptant l'ensemble de la production de OPG et des autres producteurs de l'Ontario. Les producteurs tireront leurs produits des ventes sur le marché au comptant ainsi que de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes. Les producteurs et autres fournisseurs pourront aussi offrir des produits de gestion du risque financier et vendre des produits et services liés à l'énergie afin de répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques.

Le prix moyen de compensation du marché en Ontario entre mai et juin 2002 était de 3,2 ¢ le kWh contre un prix fixe de 4,0 ¢ le kWh avant l'ouverture du marché. Entre juillet et septembre 2002, des températures exceptionnellement chaudes ont contribué à une hausse des prix du marché au comptant. Le prix moyen de compensation du marché entre juillet et septembre était de 6,6 ¢ le kWh. Entre le 1er mai et le 31 décembre 2002, il était de 5,2 ¢ le kWh.

En novembre 2002, le gouvernement de l'Ontario a proposé la Loi 210 de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité. La loi est entrée en vigueur le 9 décembre 2002. La nouvelle législation et les règlements qui lui sont associés comportent les caractéristiques clés suivantes :

- À partir du 1er décembre 2002 et jusqu'au 30 avril 2006, le coût de l'électricité est fixé à 4,3 ¢ le kWh pour les petits consommateurs (dont la consommation annuelle est inférieure à 150 000 kWh) et d'autres consommateurs désignés, dont ceux qui ont une demande égale ou inférieure à 50 kW.
- Ces consommateurs se verront rembourser la différence entre les 4,3 ¢ par kWh et le montant qu'ils ont réellement versé depuis l'ouverture du marché.

- Les taux de transport et de distribution ainsi que les frais d'exploitation de la SIGMÉ sont plafonnés à leurs niveaux actuels.

- Les charges de marché de la SIGMÉ imposées aux distributeurs ainsi qu'aux petits consommateurs et consommateurs désignés sont plafonnées à 0,62 ¢ le kWh.

- Le ministre de l'Énergie s'est vu conférer des pouvoirs accrus, notamment pour la révision des règles du marché établies par la SIGMÉ, afin de s'assurer que les nouvelles règles n'ont pas d'incidence excessive et contraire sur les intérêts des consommateurs pour ce qui est des tarifs, de la fiabilité ou de la qualité du service. Il a également la compétence de contrôler les tarifs approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») et d'exiger l'amendement de certaines ordonnances.

- Les incitatifs fiscaux servent à promouvoir la conservation et l'utilisation de combustibles de remplacement, ainsi qu'à soutenir la production d'énergie pure grâce à un ensemble de mécanismes.

La nouvelle législation et les règlements connexes promulgués en novembre 2002 ne comprenaient aucune modification du prix de l'électricité ni des règles du marché relatives au marché en temps réel administré par la SIGMÉ ou au marché au comptant, pas plus qu'ils ne traitaient de l'établissement du prix de l'électricité pour les clients autres que les petits consommateurs et les consommateurs désignés. Étant donné qu'elle concerne les petits consommateurs et autres consommateurs désignés, la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité ne devrait pas avoir d'incidence importante sur OPG.

Le 21 mars 2003, la province de l'Ontario a annoncé un plan de protection des entreprises pour les gros consommateurs d'électricité en Ontario. Dans le cadre de ce plan, les consommateurs dont la consommation annuelle ne dépasse pas 250 000 kWh feront partie des bénéficiaires du prix fixe de 4,3 ¢ le kWh de manière rétroactive à partir du 1er mai 2002. Sauf dans le cas de certains clients désignés, tous les consommateurs dont la consommation annuelle dépasse les 250 000 kWh resteront dans les marchés de gros et de détail concurrentiels et recevront des rabais en vertu des ententes sur la réduction du pouvoir sur le marché pour la période de 12 mois terminée le 30 avril 2003. À partir du 1er mai 2003, les rabais accordés à ces clients seront fixés à 50 % de l'excédent du prix moyen du marché au comptant sur le marché administré par la SIGMÉ sur 3,8 ¢ le kWh, les rabais étant versés tous les trimestres. OPG continuera d'être liée par son engagement à l'égard du rabais en fonction de l'entente actuelle sur la réduction du pouvoir sur le marché en vertu de laquelle le niveau de paiement dépend de la cession de contrôle mise en œuvre par OPG. Ce plan de protection des entreprises ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats d'exploitation de OPG.

SECTEURS D'ACTIVITÉS

À partir du 1er mai 2002,à la suite de l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs : Production et Commercialisation de l'énergie. Une autre catégorie, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux autres secteurs.

Secteur Production

Avec l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario le 1er mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité de OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits de OPG provient des ventes sur le marché au comptant pour lesquelles elle reçoit un prix variable en fonction de l'offre et de la demande. OPG tire également des produits de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, capacité de redémarrage à froid et réglage de production automatique). Avant l'ouverture du marché, OPG vendait de l'électricité selon des tarifs fixes, directement aux

clients du marché de gros en Ontario, par exemple des sociétés de production locales et de gros clients industriels, ainsi que des clients des marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et des régions du nord-est et du Midwest des États-Unis.

OPG a conclu divers contrats de vente d'électricité et contrats de vente connexes avec ses clients afin de couvrir le risque lié aux fluctuations du prix de l'électricité sur le marché libre au comptant en Ontario. Les contrats désignés en tant que couvertures des produits tirés des activités de production sont intégrées dans les activités du secteur Production. Les gains ou les pertes sur ces instruments de couverture sont constatés pendant la durée du contrat lorsque les opérations sous-jacentes sont effectuées et sont intégrées aux produits du secteur Production.

Secteur Commercialisation de l'énergie

OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Le secteur Commercialisation de l'énergie comprend également le commerce et la vente de produits et services énergétiques destinés à répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques. Tous les contrats qui ne sont pas désignés en tant que couvertures sont constatés à titre d'actif ou de passif à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie en tant que gains ou pertes.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power qui vise ses centrales nucléaires Bruce A et B. Ils comprennent les produits de location, les intérêts débiteurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques. Les produits autres qu'énergétiques englobent aussi les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Secteur Production

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Produits	**5 364**	5 945
Combustible	**1 610**	1 453
Achats d'électricité	**290**	879
Marge brute	**3 464**	3 613
Exploitation, entretien et administration	**2 463**	2 475
Amortissement	**645**	746
Impôts fonciers et sur le capital	**101**	97
Bénéfice d'exploitation	**255**	295

Marge brute

La marge brute résultant de la vente d'électricité dans le secteur Production a été de 3 464 millions de dollars en 2002, contre 3 613 millions de dollars en 2001, soit une baisse de 149 millions de dollars. Le facteur le plus important qui a contribué à la baisse de la marge brute a été l'incidence de la cession de contrôle des centrales nucléaires de Bruce. Le 11 mai 2001, OPG finalisait l'entente de location-exploitation de ses centrales nucléaires de Bruce à Bruce Power. La poussée du prix du charbon a également contribué à la baisse de la marge brute en 2002 comparativement à l'exercice précédent. L'incidence de la cession de contrôle et la hausse des prix du charbon ont été contrebalancées en partie par l'augmentation des prix de l'électricité sur le marché au comptant en 2002, par une combinaison de production favorable associée à une hausse de production des centrales nucléaires et hydroélectriques de OPG en 2002 et par une baisse des achats d'électricité à coût élevé et des autres ressources qui étaient requises pour répondre à la demande record en 2001. Dans le cadre du régime à prix fixe avant l'ouverture du marché, OPG avait l'obligation de répondre à la demande des consommateurs et n'était pas toujours en mesure de recouvrer totalement ces coûts plus élevés.

Produits

(en millions de dollars)	2002	2001
Ventes sur le marché au comptant déduction faite du rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché et des opérations financières	**3 343**	-
Ventes d'électricité (avant l'ouverture du marché)	**1 939**	5 945
Autres	**82**	-
Total des produits tirés de la production	**5 364**	5 945

Les produits tirés de la production se sont élevés à 5 364 millions de dollars en 2002, contre 5 945 millions de dollars en 2001, en baisse de 581 millions de dollars. La diminution des produits tirés de la production est essentiellement attribuable à une baisse des volumes résultant de la cession de contrôle des centrales nucléaires de Bruce et à l'élimination, à la suite de l'ouverture du marché, de l'obligation de OPG de répondre à la demande du marché de l'Ontario. Cette diminution a néanmoins été partiellement contrebalancée par une hausse des prix de l'électricité.

Les températures beaucoup plus élevées de l'été en 2002 ont exercé une incidence importante sur les prix du marché au comptant en Ontario. Il y a eu 517 degré-jours de climatisation[1] en 2002, contre 392 en 2001, la moyenne normale sur 10 ans étant de 259 degré-jours de climatisation. Même si le temps exceptionnellement chaud de l'été en 2002 a entraîné des prix plus élevés sur le marché au comptant de l'Ontario, une part importante de l'électricité de OPG est assujettie à un plafond annuel moyen de 3,8 ¢ par kWh régi par un mécanisme de rabais lié à une entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. Depuis l'ouverture du marché le 1er mai 2002, le prix de vente moyen sur le marché au comptant, compte tenu du rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché, s'est élevé à 4,4 ¢ le kWh, contre un prix fixe de 4,0 ¢ le kWh avant l'ouverture du marché.

Rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché

OPG doit, en vertu de sa licence de production, respecter les mesures de réduction du pouvoir sur le marché, notamment par un mécanisme de rabais. Dans le cadre de ce dernier, une part importante de ses ventes d'électricité prévues est assujettie à un plafond annuel moyen de 3,8 ¢ le kWh pendant les quatre premières années suivant l'ouverture du marché. OPG sera tenue de verser un rabais annuel à la SIGMÉ (qui sera reversé ultérieurement à certains clients) équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire de l'électricité sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh, pour le volume des ventes d'électricité assujetti au mécanisme de rabais. À chaque date de bilan, OPG calcule le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui a prévalu depuis le début de la période de règlement actuelle et constate un passif si le prix moyen dépasse 3,8 ¢ le kWh, en fonction du volume d'électricité assujetti au mécanisme de rabais.[1]

Dans le cadre de la licence de production de OPG, après approbation par la Commission de l'énergie de l'Ontario, la Société a la possibilité de réduire le volume d'électricité assujetti au rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché en transférant le contrôle effectif de certaines de ses installations de production à d'autres participants du marché. À mesure que la Société transférera le contrôle effectif des installations et réalisera certains objectifs, elle pourra déposer, auprès de la CÉO, une demande d'ordonnance établissant que les transactions représentent le transfert du contrôle effectif et éliminer ainsi une partie de l'obligation de rabais lié à une entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. Pour qu'une opération soit reconnue comme une cession de contrôle, OPG doit satisfaire aux trois conditions suivantes :

- l'opération doit transférer à un tiers le contrôle de la synchronisation, de la quantité et de l'adjudication de l'électricité produite sur le marché de l'Ontario;
- il ne doit pas y avoir d'arrangements en cours qui facilitent la relation d'interdépendance entre OPG et le cessionnaire;
- le cessionnaire ne peut pas contrôler plus de 25 % de la capacité en Ontario.

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires de Bruce à Bruce Power et, en mai 2002, elle a vendu à Mississagi Power Trust quatre centrales

1 Les degré-jours de climatisation représentent la somme des températures journalières moyennes excédant 18 °C selon les mesures effectuées à l'aéroport international Pearson de Toronto.

hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi. La Société a par conséquent déposé auprès de la CÉO des demandes de réduction du volume d'électricité assujetti au mécanisme de rabais (« allégement Q »). Même si la décision de la CÉO est inconnue,la Société pense avoir satisfait à toutes les exigences liées au transfert du contrôle effectif et devrait par conséquent obtenir une réduction des ventes d'électricité assujetties au rabais au titre de l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. L'approbation des demandes par la CÉO devrait entraîner une réduction, de 101,8 TWh à 81,4 TWh, des volumes assujettis à un rabais au titre de l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché pour la période de règlement de 12 mois terminée le 30 avril 2003.

Comme le prix moyen horaire sur le marché au comptant depuis le 1er mai 2002 a dépassé le plafond de 3,8 ¢ le kWh, OPG a inscrit un total de 907 millions de dollars à titre de rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. Le rabais est calculé selon le volume des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais s'appliquant uniquement aux centrales de production que OPG continue de contrôler. Le passif pour rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché a été réduit à 572 millions de dollars au 31 décembre 2002 compte tenu d'un versement intermédiaire de 335 millions de dollars à la SIGMÉ en décembre 2002.

OPG s'attend à recevoir une décision de la CÉO au sujet de l'allégement Q au cours du deuxième trimestre de 2003. Si ses demandes ne sont pas approuvées, les bénéfices avant taxes et impôts de la période au cours de laquelle le calcul est effectué seront réduits du montant de l'allégement Q, qui totalisait environ 182 millions de dollars au 31 décembre 2002. Par ailleurs, la Société doit obtenir l'approbation de la CÉO au sujet de l'allégement Q avant la fin de la première période de règlement terminée le 30 avril 2003 - condition imposée dans le cadre de la licence de production de OPG - afin d'être admissible à l'allégement Q au cours de cette période.

Volume

Les volumes de vente d'électricité en 2002 se sont élevés à 123,1 TWh, contre 140,2 TWh en 2001. La baisse des volumes est principalement attribuable à la diminution des ventes résultant de la cession de contrôle de la production des centrales nucléaires de Bruce. À la clôture de l'entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power, OPG a été obligée d'acheter et de revendre l'ensemble de la production d'électricité de Bruce Power jusqu'à la date d'ouverture du marché. Après l'ouverture du marché, Bruce Power a commencé à vendre de l'électricité directement sur le marché au comptant de l'électricité administré par la SIGMÉ, ce qui a réduit ainsi les produits et les volumes de vente de OPG.

Combustibles et achats d'électricité

Énergie totale disponible pour le secteur Production (TWh)	**2002**	2001
Production		
Nucléaire :		
Darlington et Pickering	**41,9**	39,1
Bruce[1]	**-**	8,6
Total de la production nucléaire	**41,9**	47,7
Fossile	**39,6**	40,2
Hydroélectrique	**34,3**	33,7
Production totale	**115,8**	121,6
Achats d'électricité	**7,4**	19,1
Divers[2]	**(0,1)**	(0,5)
Énergie totale disponible	**123,1**	140,2

1 Représente la production des centrales nucléaires de Bruce avant la cession de contrôle.
2 Représente le dépôt et le retrait d'électricité des sociétés de services publics des territoires avoisinants, en vertu d'ententes de stockage d'énergie.

Les dépenses liées au combustible se sont établies à 1 610 millions de dollars en 2002 par rapport à 1 453 millions de dollars en 2001, soit une augmentation de 157 millions de dollars qui découle essentiellement de la hausse des prix du charbon, contrebalancée en partie par l'incidence de la baisse de la production reliée à la cession du contrôle des centrales nucléaires de Bruce.

Les achats d'électricité de 2002 se sont élevés à 290 millions de dollars comparativement à 879 millions de dollars en 2001, qui correspondent à 7,4 TWh en 2002 et 19,1 TWh en 2001. Cette baisse est

principalement attribuable à une réduction des achats d'électricité de Bruce Power et à l'obligation de OPG d'acheter de l'électricité afin de satisfaire à la demande du marché en Ontario après l'ouverture du marché. OPG a acheté 6,8 TWh d'électricité auprès de Bruce Power entre le 1er janvier et le 30 avril 2002, contre 15,4 TWh entre le 11 mai et 31 décembre 2001.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevées à 2 463 millions de dollars en 2002, comparativement à 2 475 millions de dollars en 2001, soit une baisse de 12 millions de dollars. Cette baisse est attribuable à la diminution des charges d'exploitation résultant de la cession de contrôle des centrales nucléaires de Bruce (114 millions de dollars), à la baisse des charges de retraite et d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi (47 millions de dollars) due à la reprise des cotisations salariales au régime de retraite et à une réduction du nombre d'employés percevant des prestations d'invalidité prolongée, une réduction unique (24 millions de dollars) résultant du fait que la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail («CSPAAT») assume désormais les obligations relatives aux demandes d'indemnités existantes et futures de OPG contre un versement en espèces, et à d'autres diminutions (36 millions de dollars) se rapportant principalement à l'exécution de programmes de relance nucléaires. Ces baisses sont largement contrebalancées par une hausse des charges d'exploitation relatives à la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A (136 millions de dollars), par la radiation de matières et fournitures obsolètes et excédentaires dans les centrales nucléaires (25 millions de dollars) ainsi que par l'inflation et par d'autres majorations (48 millions de dollars).

Dotation aux amortissements

L'amortissement imputé aux résultats d'exploitation en 2002 a atteint 645 millions de dollars par rapport à 746 millions de dollars en 2001, soit une baisse de 101 millions de dollars. Cette diminution est principalement attribuable à l'incidence sur un exercice complet du reclassement de l'amortissement se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce du secteur Production dans le Secteur non énergétique et autres, à partir de mai 2001, et à la baisse des coûts résultant de l'amortissement d'une baisse de l'estimation du passif pour gestion des déchets nucléaires à long terme.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Depuis l'ouverture du marché en mai 2002, OPG a effectué des opérations essentiellement à court terme, d'une journée à un an, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés d'électricité avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique qui est achetée et vendue aux limites de la province de l'Ontario, et à la vente de produits de gestion de risques financiers et de produits et services servant à répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques. Avant l'ouverture du marché, l'activité liée à la commercialisation de l'énergie de OPG ne constituait pas un secteur isolable sur le plan comptable. Par conséquent, il n'y a aucun montant comparatif en 2001.

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Produits, déduction faite des achats d'électricité	**59**	-
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	**6**	-
Bénéfice d'exploitation	**53**	-

À partir du quatrième trimestre de 2002, les achats et ventes interconnectés (y compris ceux qui sont réglés physiquement) et les gains et pertes (réalisés et non réalisés) sur les contrats d'échange d'électricité sont présentés au montant net dans les états des revenus consolidés. Auparavant, OPG présentait les opérations interconnectées réglées physiquement sur une base brute dans les produits d'exploitation et inscrivait les coûts connexes dans les charges d'exploitation, selon la pratique en vigueur dans le secteur. Les montants des états consolidés intermédiaires des deuxième et troisième trimestres de 2002 ont été reclassés pour être conformes aux présentations du quatrième trimestre et de la fin d'exercice 2002. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, le passage, pour les activités d'échange de produits énergétiques, de la présentation au montant brut à la présentation au montant net a entraîné une réduction des produits de OPG et du coût des achats d'électricité de 91 millions de dollars, sans incidence sur le bénéfice net.

Secteur non énergétique et autres

(en millions de dollars)	2002	2001
Produits	**323**	294
Exploitation, entretien et administration	**55**	84
Amortissement	**107**	64
Impôts fonciers et sur le capital	**14**	17
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaire	**210**	-
Bénéfice (perte) d'exploitation avant la restructuration	**(63)**	129
Restructuration	**222**	67
Bénéfice (perte) d'exploitation	**(285)**	62
Autres bénéfices	**171**	-
Intérêts débiteurs nets	**150**	139
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	**(264)**	(77)

Produits

Les produits du Secteur non énergétique pour 2002 se sont élevés à 323 millions de dollars, comparativement à 294 millions de dollars en 2001, soit une hausse de 29 millions de dollars. L'augmentation des produits du Secteur non énergétique est principalement attribuable à une progression des produits de location et des services connexes dans le cadre des ententes conclues avec Bruce Power et elle est partiellement contrebalancée par une baisse des produits faisant suite à la vente par OPG de sa participation dans Kinectrics Inc.

Centrales nucléaires de Bruce

En vertu du contrat de location-exploitation conclu avec Bruce Power, la Société a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B jusqu'en 2018, avec options de renouvellement de 25 ans. Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars. Selon les modalités du contrat de location-exploitation initial, l'effet de 225 millions de dollars devait être remboursé en deux versements de 112,5 millions de dollars au plus tard quatre ans et six ans suivant la date de clôture de l'opération.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente pour céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été finalisée le 14 février 2003. À la clôture, l'effet de 225 millions de dollars a été remboursé, et les versements de loyer ont commencé à être effectués tous les mois. De plus, de 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location-exploitation s'élèveront à 190 millions de dollars. Pour l'essentiel, les autres modalités du contrat d'exploitation demeurent inchangées.

Exploitation, entretien et administration

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont élevées à 55 millions de dollars en 2002, comparativement à 84 millions de dollars en 2001, soit une baisse de 29 millions de dollars. La baisse des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de l'exercice est principalement attribuable à l'expiration d'un contrat en vertu duquel OPG fournissait du combustible nucléaire à Bruce Power. Le contrat est venu à échéance le 31 décembre 2001.

Amortissement

Les charges d'amortissement ont atteint 107 millions de dollars en 2002, comparativement à 64 millions de dollars en 2001, soit une hausse de 43 millions de dollars. La hausse en 2002 est principalement attribuable à l'incidence sur un exercice complet de la reclassification de l'amortissement relatif aux centrales nucléaires de Bruce du secteur Production au Secteur non énergétique et autres.

Perte sur les options à taux intermédiaires

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé «Transition – Generation Corporation Designated Rate Options» («TRO»), OPG est tenue de prévoir un allégement de tarifs transitoire pour certaines grandes sociétés d'énergie selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1er juillet 1999 au 30 juin 2000. Le volume anticipé maximal assujetti à l'allégement est d'environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, 3,6 TWh au cours de la deuxième année et 1,8 TWh pendant la troisième et la quatrième année. La durée maximale du programme est de quatre ans bien qu'il puisse prendre fin après deux ans si certains objectifs de cession de contrôle sont atteints.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats conclus dans le cadre du règlement TRO de l'Ontario a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date-là selon la meilleure estimation de la courbe des prix à terme établis par la direction, les commissions de marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. Ces estimations sont évidemment incertaines. Depuis l'ouverture du marché le 1er mai 2002, 66 millions de dollars ont été imputés à cette provision et inclus dans les produits tirés des activités de production.

Autres produits

Les autres produits, qui totalisent 171 millions de dollars en 2002, comprennent les gains de vente tirés des activités de cession de contrôle et d'autres programmes.

En mai 2002, OPG a finalisé la vente de quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi à Mississagi Power Trust. OPG a reçu un produit net au comptant de 342 millions de dollars et a constaté un gain avant impôts et taxes de 99 millions de dollars. De plus, OPG a constaté des gains totalisant 72 millions de dollars se rapportant à la vente de sa division d'analyse de la sécurité nucléaire et à la vente de ses placements dans New Horizon System Solutions Inc., Kinectrics Inc. et d'autres placements à long terme.

Coûts de restructuration

En 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration conçu pour améliorer sa compétitivité future au plan des coûts. Le parachèvement d'importantes activités de cession du contrôle et d'un certain nombre d'initiatives importantes au cours des deux prochaines années nécessite la restructuration des secteurs qui soutiennent ces activités. Les charges de restructuration portent sur une réduction de l'effectif de l'ordre de 2 000 employés sur une période de deux à trois ans. Au 31 décembre 2002, OPG a approuvé des indemnités de cessation d'emploi pour 1 400 employés. Les coûts de restructuration de 222 millions et de 67 millions de dollars ont été inscrits en 2002 et 2001.

Impôts sur les bénéfices

En 2002, le taux d'imposition réel présente un recouvrement de 6,8 %, comparativement à un taux d'imposition réel de 30,3 % en 2001. Le recouvrement d'impôt de 2002 est principalement attribuable à l'incidence des postes non imposables, dont la tranche non imposable du gain en capital sur la vente des centrales de la rivière Mississagi.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont atteint 844 millions de dollars pendant l'exercice 2002, comparativement à 224 millions de dollars en 2001, soit une hausse de 620 millions de dollars. Cette augmentation est surtout attribuable aux prix de l'énergie plus élevés, reflétant une demande plus forte en été en raison de températures supérieures aux normales. Dans le cadre de l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché, un rabais est versé à la SIGMÉ pour être distribué par la suite aux consommateurs. Au 31 décembre 2002, le rabais à remettre totalisait 572 millions de dollars après la prise en compte d'un versement intermédiaire à la SIGMÉ.

Avec l'ouverture du marché, les prix de l'électricité devraient enregistrer des variations saisonnières en fonction des fluctuations de la demande. Les prix devraient augmenter au cours des premier et troisième trimestres d'un exercice du fait des besoins de chauffage en hiver d'une part et des besoins de climatisation en été d'autre part. Le rabais relié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché et les stratégies de couverture de la Société réduisent néanmoins sensiblement l'incidence des variations saisonnières des prix sur les activités de la Société.

OPG continue d'investir dans les immobilisations et la technologie pour améliorer l'efficacité de son exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes et maintenir et améliorer le service, la fiabilité, la sécurité et la protection de l'environnement. Les dépenses en capital ont

atteint 869 millions de dollars en 2002, comparativement à 739 millions de dollars en 2001. Cette poussée des dépenses en capital est surtout imputable à l'activité accrue découlant de la remise en service de la centrale nucléaire Pickering A et à l'installation de l'équipement de réduction catalytique sélective en vue des réductions d'émissions aux centrales à combustible fossile de Lambton et de Nanticoke.

Les dépenses en capital prévues par OPG pour 2003 sont d'environ 935 millions de dollars, dont 290 millions de dollars sont destinés à soutenir les activités. Ce montant inclut les dépenses de maintien des capacités de production actuelle, notamment les dépenses engagées pour respecter la réglementation sur la réduction des émissions et les dépenses en capital nécessaires pour accroître la capacité de production, comme la remise en service de la centrale Pickering A et le programme de relance nucléaire. Pour 2004, OPG prévoit des dépenses en capital d'environ 870 millions de dollars, dont 275 millions de dollars représentent des dépenses de maintien.

Les fonds constitués pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires ont augmenté de 391 millions de dollars au total en 2002, contre 427 millions de dollars en 2001, grâce aux contributions et aux intérêts gagnés sur les placements. OPG a réduit ses contributions en 2002 essentiellement dans le but de rajuster les contributions excédentaires des exercices précédents. Au 31 décembre 2002, le solde du fonds était de 1 599 millions de dollars, comparativement à 1 208 millions au 31 décembre 2001. OPG est tenue de verser en 2003 un montant d'environ 454 millions de dollars en contributions au fonds constitué pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires en vertu de la convention sur les fonds affectés aux immobilisations et déchets nucléaires de l'Ontario.

En mars 2002, OPG a renouvelé sa facilité de crédit renouvelable à court terme. Le montant de la facilité de crédit passe de 600 millions de dollars à 1 000 millions de dollars. La facilité de crédit a un terme renouvelable de 364 jours et peut être prolongée pour un terme de 2 ans. Les billets émis en vertu du programme de papier commercial sont adossés à cette facilité de crédit. Au 31 décembre 2002, OPG détenait 182 millions de dollars en circulation en vertu du programme de papier commercial. En 2003, la société envisage d'accéder aux marchés financiers par un placement de titres d'emprunt.

En mars 2002, la Société a conclu une entente avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO ») afin de reporter à décembre 2004 le paiement du capital de 200 millions de dollars des effets de premier rang venant à échéance en 2002. Par suite de ce report, le taux du coupon du capital de 100 millions de dollars de ces billets a été rehaussé de 0,50 % en fonction des conditions commerciales; le taux d'intérêt nominal du capital restant de 100 millions de dollars de ces effets demeure inchangé.

En février 2003, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement sur un capital de 700 millions de dollars d'effets de premier rang venant à échéance en 2003 et 2004 et d'en prolonger le terme de 2 ans. Les taux d'intérêt demeurent inchangés. À la suite du report, 200 millions de dollars de dettes à long terme venant à échéance à moins d'un an ont été reclassés dans les dettes à long terme au 31 décembre 2002. Les effets reportés et les nouvelles dates d'échéance se présentent comme suit :

Capital des effets de premier rang *(en millions de dollars)*	Échéance avant le report	Nouvelle échéance
200	2003	2005
100	2004	2006
300	2004	2006
100	2004	2006

British Energy plc. a conclu une entente visant la cession de sa participation dans Bruce Power. L'opération a été conclue le 14 février 2003. À la clôture, l'effet de 225 millions de dollars à recevoir de Bruce Power a été remboursé. Le produit du billet sera affecté aux exigences de financement de OPG concernant l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires.

En mai 2002, le Dominion Bond Rating Service a abaissé la notation de la dette à long terme non garantie de premier rang de OPG de A à A (faible) et a confirmé la notation de R-1 (faible) pour le papier commercial. En décembre 2002, la notation de la dette à long terme non garantie de premier rang de OPG a été confirmée, avec une tendance négative. La tendance de la notation du papier commercial demeure stable. En juillet 2002, Standard and Poor's a confirmé la notation de BBB+ de OPG pour sa dette à long terme; l'agence a cependant ajouté une perspective négative et abaissé la notation de la dette à court terme de A-2 à A-1 (faible). En novembre 2002, Standards and Poor's a placé sous surveillance (avec implication négative) l'ensemble des compagnies d'électricité détenues par une autorité provinciale et municipale en Ontario.

La société a versé des dividendes à la province de l'Ontario pour un montant de 134 millions de dollars au cours de 2002, comparativement à 375 millions de dollars en 2001. La baisse est attribuable à une diminution des bénéfices en 2002 par rapport à 2001, ainsi qu'à un dividende spécial unique versé en 2001 à partir du produit de la cession du contrôle des centrales nucléaires de Bruce. Les dividendes sont déclarés et payés de façon à obtenir un taux de distribution de 35 % du bénéfice net.

En septembre 2002, Brighton Beach Power L.P. («Brighton Beach»), société en commandite constituée par OPG, ATCO Power Canada Ltd., ATCO Resources Ltd. et Brighton Beach Power Ltd., a conclu un financement privé par obligations et dettes à terme de 403 millions de dollars pour son projet de production électrique de 580 mégawatts en construction à Windsor en Ontario. Brighton Beach a également signé une entente de conversion d'énergie avec Coral Energy Canada Inc., qui prévoit la fourniture de gaz naturel à la centrale ainsi que la détention, la commercialisation et le commerce de toute l'électricité produite. OPG consolide proportionnellement sa participation de 50 % dans la société en commandite Brighton Beach. Au 31 décembre 2002, 276 millions de dollars étaient en circulation en vertu de l'entente de financement, 138 millions de dollars étant par conséquent inclus dans la dette à long terme de OPG. Au cours de 2003, OPG s'attend à fournir au projet une contribution en capital de quelque 50 millions de dollars. Brighton Beach devrait être mise en service au cours de la première moitié de 2004.

Régimes d'avantages sociaux

La Société maintient un régime de retraite contributif à prestations déterminées auquel tous ses employés sont admissibles. La politique de OPG consiste à assurer le provisionnement requis dans le cadre de la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). Aucune cotisation de la Société aux régimes n'a été requise en 2001 et 2002.

En raison de la baisse des marchés des actions au Canada et aux États-Unis au cours de 2001 et de 2002, la valeur des actifs détenus dans la fiducie pour satisfaire aux obligations futures du régime de retraite a baissé de manière significative. En décembre 2002, OPG a déposé son évaluation actuarielle au 1er avril 2002 auprès de la Commission des services financiers de l'Ontario. À la date d'évaluation, le régime présentait un excédent aux fins de provisionnement, à la valeur marchande, correspondant à environ une année de coûts des prestations au titre des services rendus au cours d'un exercice. La Société commencera à cotiser en 2003. OPG continuera de surveiller son provisionnement et déterminera, le cas échéant, si un provisionnement supplémentaire est nécessaire. Selon son dernier plan de provisionnement, la Société devrait verser environ 160 millions de dollars de cotisations à ses régimes de retraite à prestations déterminées en 2003. OPG pense qu'elle disposera pour cela de capitaux suffisants grâce aux flux de trésorerie provenant de l'exploitation ou aux lignes de crédit existantes destinées à soutenir ces cotisations.

OPG a introduit un programme d'indemnités de départ volontaire en 2001 afin de réduire son effectif de 2 000 employés. À mesure que les employés tireront parti de ce programme, la Société fera face à des besoins de liquidité supérieurs à la moyenne pour le versement des indemnités de départ et pour la constitution et le versement des prestations de retraite.

REMISE EN SERVICE DE LA CENTRALE PICKERING A

OPG poursuit les programmes d'amélioration des dispositifs liés à la sécurité et à la protection de l'environnement et aux autres opérations de remise à neuf requises pour la remise en service des quatre unités de la centrale nucléaire Pickering A. Les dépenses cumulatives relatives au programme de remise en service jusqu'à la fin de décembre 2002, qui comprennent le coût des systèmes d'exploitation communs aux quatre unités, ont totalisé environ 1 200 millions de dollars. Environ les deux tiers de ces dépenses sont passées en charges.

La mise en service de différents systèmes est en cours, et on prévoit que la mise en service complète à différents niveaux de puissance commencera au tout début du second trimestre. La première unité, qui devrait être mise en service d'ici l'été 2003, contribuera de manière significative à satisfaire à la demande saisonnière en Ontario. Le coût supplémentaire nécessaire pour terminer la première unité est estimé à 150 millions de dollars. Il englobe les charges associées aux travaux supplémentaires déterminés à la suite de l'essai des systèmes individuels et le temps supplémentaire requis pour finaliser la documentation réglementaire.

Il subsiste des risques qui pourraient avoir une incidence sur le coût et la planification de la remise en service de la première unité, notamment le risque de travaux de construction supplémentaires qui pourraient apparaître aux essais et à la mise en service, ainsi que d'autres difficultés qui pourraient résulter de la mise en service initiale des unités inutilisées et différents risques liés à la réglementation, notamment pour l'obtention des autorisations requises.

OPG a commencé la planification de la remise en service de la deuxième unité. Le coût de cette remise en service et sa planification sont à l'étude et seront évalués selon l'expérience acquise pendant celle de la première unité. OPG s'attend à terminer, d'ici la fin du deuxième trimestre de 2003, l'évaluation détaillée de l'échéancier de la remise en service de la deuxième unité et l'estimation des coûts.

CONVENTIONS COMPTABLES IMPORTANTES

Aux pages suivantes figurent les conventions comptables importantes qui ont une incidence sur les états financiers de la Société et qui s'appuient sur des estimations et des hypothèses. Y sont également mises en évidence la probabilité de présentations de montants nettement différents dans diverses conditions et l'incidence des modifications dans certaines conditions ou hypothèses.

Probabilité de recouvrement des immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur fortement capitalistique et a requis et continuera de requérir des investissements importants en immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2002, la valeur comptable des immobilisations corporelles de OPG s'élevait à 12 946 millions de dollars. La probabilité de recouvrement des immobilisations corporelles est mesurée en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie futurs nets non actualisés qu'il devrait générer au cours de sa durée de vie estimative. Lorsque les flux de trésorerie futurs nets non actualisés sont inférieurs aux valeurs comptables, une perte de valeur correspondant à la différence est constatée.

Les estimations comptables se rapportant à la dépréciation d'actif requièrent un important jugement de la part de la direction de manière à déterminer des facteurs, tels que les prévisions des prix de vente à court et à long terme, l'approvisionnement en électricité en Ontario, les dates de remise en service des centrales de production temporairement inutilisées, l'inflation, les prix du combustible et les durées d'utilisation des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs que OPG réalisera en dernière analyse relativement à ces actifs pourrait être nettement différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers.

Variations des estimations des coûts nucléaires

L'estimation des charges pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

exige le recours à des hypothèses importantes de calcul, puisque ces programmes se déroulent sur plusieurs décennies. Des hypothèses importantes sous-tendant plusieurs facteurs techniques et d'exploitation sont également utilisées pour le calcul des charges à payer et font l'objet d'examens périodiques. Des modifications de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses touchant les dates des programmes ou les technologies utilisées, l'inflation et le taux d'actualisation, pourraient avoir des répercussions importantes sur la valeur totale des charges à payer.

Les hypothèses importantes sont évaluées et mises à jour annuellement. Les modifications au passif relatif au nucléaire résultant des modifications d'hypothèses sont constatées sur la durée de vie utile résiduelle des installations nucléaires. Une hausse de 0,25 % du taux d'actualisation, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, entraînerait une baisse du passif pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires de 464 millions de dollars au 31 décembre 2002. Une baisse de 0,25 % du taux d'actualisation donnerait lieu à une hausse du passif de 509 millions de dollars.

Avantages sociaux

Les hypothèses servant à déterminer les obligations projetées relativement aux avantages et les justes valeurs des actifs des régimes d'avantages sociaux de la Société sont évaluées de manière périodique par la direction en collaboration avec un actuaire indépendant. Les hypothèses importantes, telles que le taux d'actualisation utilisé pour mesurer les obligations liées aux avantages sociaux de la Société, le taux de rendement prévu à long terme des actifs de régime et les projections des coûts de soins de santé, sont évaluées et mises à jour annuellement. Une variation de ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, aurait l'incidence suivante sur les charges en 2002 :

Retraites

Augmentation (diminution) des coûts dans le cas d'une variation de 0,25 % des éléments suivants : *(en millions de dollars)*	Augmentation	Diminution
Taux de rendement à long terme prévu	(17)	17
Taux d'actualisation	(25)	27
Inflation	38	(36)
Augmentation des traitements et salaires	6	(7)

Autres avantages postérieurs à l'emploi

Une hausse ou une baisse de 1,0 % des coûts des soins de santé en 2002 entraînerait respectivement une augmentation des charges de 22 millions de dollars ou une diminution de 13 millions de dollars.

Une augmentation de 0,25 % du taux d'actualisation des autres avantages postérieurs à l'emploi donnerait lieu, en 2002, à une baisse des charges de 4 millions de dollars. Une baisse de 0,25 % du taux d'actualisation entraînerait une hausse des charges de 4 millions de dollars.

GESTION DES RISQUES

Le portefeuille d'actifs de production et les activités d'échange d'électricité et de commercialisation de OPG sont exposés à des risques inhérents, dont les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques réglementaires et les risques stratégiques. Afin de gérer ces risques, OPG a mis en œuvre un cadre de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise qui comprend des politiques de gouvernance, des structures organisationnelles et des processus de mesure et de contrôle des risques.

La surveillance de la gestion des risques à OPG relève tout d'abord du conseil d'administration qui contrôle régulièrement les expositions aux risques de la Société et qui approuve les politiques de gouvernance, les structures ainsi que les limites de gestion des risques de OPG. Un comité de surveillance des risques, formé de cadres supérieurs de OPG, a été mis sur pied pour approuver les produits et surveiller les politiques et les questions de conformité et assurer l'efficacité de l'ensemble de la gouvernance de la Société sous la direction du conseil d'administration. La coordination de la gestion des risques à l'échelle de l'entreprise est

assurée par un bureau du risque d'entreprise centralisé. Les rôles du bureau du risque d'entreprise et de la direction opérationnelle sont clairement délimités et indépendants.

OPG gère un système global de gestion des risques et de saisie des opérations, assorti de processus et contrôles nécessaires. Les activités commerciales de OPG sont réparties en portefeuilles afin de déterminer les risques inhérents à chaque opération dans chacun des portefeuilles. Ce processus facilite la détermination et la mesure efficaces des risques ainsi que l'application de limites appropriées de positions et de risques aux fins du rendement et de la gestion des risques. La méthode qui sert à mesurer ces risques comprend l'application d'un éventail de mesures uniformes et reconnues pour la surveillance des activités de négociation et le portefeuille de production.

Classification des risques

Aux fins de suivi et de communication de l'information sur les risques, la Société distingue quatre grands types de risques : les risques financiers, les risques d'exploitation, les risques réglementaires et les risques stratégiques :

- Les risques financiers sont des menaces potentielles à l'atteinte des objectifs relatifs au bénéfice et à la valeur pour l'actionnaire. On y retrouve notamment les risques liés aux cours et à la volatilité du marché, les risques de crédit, les risques de change et les risques de liquidité.

- Les risques d'exploitation portent sur les gens, les processus et les systèmes qui peuvent avoir une incidence défavorable sur l'efficience et l'efficacité des activités. On y retrouve notamment les risques liés à la fiabilité de production, à l'approvisionnement et à la disponibilité du combustible, à la sécurité et aux processus de gestion, les risques liés au personnel et les risques liés aux technologies de l'information.

- Les risques réglementaires découlent des règlements et lois existants ou potentiels ainsi que de l'éventuel non-respect de ces règles, qui pourraient avoir une incidence négative sur la position concurrentielle de la Société et sur sa capacité d'atteindre ses objectifs commerciaux. Il s'agit entre autres des risques liés aux règlements portant sur l'environnement, la santé, la sécurité et le domaine nucléaire, ainsi que sur les questions juridiques

- Les risques stratégiques sont des dynamiques externes susceptibles de changer sensiblement les paramètres fondamentaux qui guident les stratégies et les objectifs globaux de la Société, notamment les modifications intervenant dans la conjoncture des affaires et le contexte politique, les risques liés à la réputation, l'interruption des activités et la planification successorale.

Outils de gestion des risques

Dans le cadre de la surveillance et de la gestion des risques, outre les indicateurs qualitatifs provenant des vérifications, examens et auto-évaluations internes, OPG emploie des outils et systèmes de mesure quantitatifs. La Société évalue en permanence la pertinence et la fiabilité des outils et des systèmes de mesure quantitatifs à la lumière de l'évolution du contexte du risque. Voici la liste des outils et systèmes de mesure quantitatifs les plus importants dont OPG se sert actuellement pour mesurer, gérer et présenter le risque :

- L'analyse par valeur à risque sert à mesurer et à gérer les risques de marché dans le portefeuille d'échange d'électricité de OPG. Cette méthode permet de dériver une mesure quantitative particulière aux risques de marché dans des conditions de marché normales. Pour un portefeuille donné, la valeur à risque mesure la perte future éventuelle (en termes de valeur marchande) qui, dans des conditions de marché normales, ne sera pas dépassée dans un intervalle de probabilité défini au cours d'une période déterminée.

- La marge brute à risque mesure, dans sa globalité, le risque financier des prix de l'électricité hautement volatils du marché au comptant en tenant compte, dans le calcul, de la durée du contrat. La marge brute à risque, qui est une mesure à long terme, part du principe que les positions sont prises jusqu'à la livraison.

- Les essais dans des conditions critiques aident à déterminer les effets des évolutions potentiellement extrêmes du marché sur les valeurs marchandes des positions d'échange et de vente d'électricité. Les essais dans des conditions critiques servent à déterminer le montant de capital économique que OPG doit affecter pour couvrir le risque de marché dans des conditions de marché extrêmes.
- Le capital économique représente une mesure du montant de capitaux propres nécessaire à une date donnée pour absorber les pertes non prévues résultant d'expositions à cette date. Actuellement, OPG calcule le capital économique essentiellement en ce qui concerne OPG Energy Markets.

Risque associé au prix des marchandises

Le risque associé au prix des marchandises est le risque que les variations du prix de l'électricité ou des combustibles fossiles sur le marché aient une incidence défavorable sur les bénéfices et les flux de trésorerie liés aux activités de OPG. OPG fait face au risque de prix lié à la fois à l'offre et à la demande d'énergie sur un marché libre ainsi qu'aux contraintes liées au transport. La production d'électricité de OPG et une partie de ses besoins de combustible fossile sont tributaires des prix du marché au comptant. Afin de gérer ce risque, la Société maintient un équilibre entre le risque des prix des marchandises inhérent à sa production d'électricité et celui lié à l'approvisionnement des installations.

Outre les contrats à prix fixes pour les combustibles fossiles et nucléaires, OPG utilise des instruments dérivés pour réduire le risque associé au prix des marchandises. La production des installations hydroélectriques de la Société constitue également une couverture naturelle contre le risque associé au prix du combustible.

Le pourcentage des besoins de production et des besoins de combustible au cours des trois prochaines années est illustré ci-dessous :

	2003	2004	2005
Production estimative couverte[1]	80 %	81 %	75 %
Besoins de combustible estimatifs couverts[2]	84 %	85 %	77 %

1 Représente la tranche de la production future en mégawatt-heures pour laquelle la Société détient des engagements de vente et les volumes se rapportant au rabais associé à la réduction du pouvoir sur le marché et aux contrats d'option à taux intermédiaire.
2 Représente la tranche des besoins de combustible futurs estimatifs (en millions d'équivalents BTU) pour laquelle OPG a conclu des ententes contractuelles afin de gérer les risques de variation des prix de l'approvisionnement.

Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque, qui établissent la perte possible de valeur marchande d'un portefeuille en raison de la volatilité du marché pendant une période d'un jour, avec un intervalle de confiance de 95 %. La limite de valeur à risque autorisée de OPG est de 5 millions de dollars. En 2002, la limite de la valeur à risque était comprise entre 0,7 million et 1,9 million de dollars.

Risque de crédit

Le risque de crédit représente le risque de défaut des contreparties. Depuis l'ouverture du marché, la quasi-totalité des produits d'exploitation de OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ. Les autres produits d'exploitation de OPG proviennent de diverses sources, dont la vente à des tiers de produits de gestion des risques financiers.

OPG gère activement le risque de crédit à l'aide d'une politique de crédit relativement aux contreparties, qui consiste notamment à traiter avec des contreparties dont la solvabilité est démontrée, en surveillant et en limitant son exposition aux contreparties à faible notation, par une gestion active des garanties et en évitant une concentration excessive auprès d'une contrepartie ou d'une catégorie de contreparties. Les expositions au risque comportent une composante de règlement et une composante de marché. Le risque de crédit de OPG est concentré sur le marché physique établi avec la SIGMÉ.

Depuis l'ouverture du marché en Ontario en mai 2002, l'exposition au risque de crédit vis-à-vis

de la SIGMÉ a fluctué en fonction des dates de mise en œuvre et a atteint son plafond à 1,2 milliard de dollars. La direction de OPG estime que ce risque est acceptable en raison du rôle principal de la SIGMÉ sur le marché en Ontario. La SIGMÉ gère son propre risque de crédit et sa capacité de payer les producteurs en ordonnant que les intervenants du marché au comptant respectent ses normes de solvabilité et de nantissement. OPG mesure aussi ses concentrations de crédit avec des contreparties sur le marché des instruments financiers. La direction de OPG estime qu'il s'agit de limites acceptables et n'anticipe pas d'incidence importante sur ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie résultant de défaillances éventuelles

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit résultant des activités de vente et d'échange d'électricité au 31 décembre 2002.

(en millions de dollars)

Notation[1]	Risque potentiel[2]	Nombre de contreparties	Risque potentiel pour les 10 contreparties les plus importantes[2]
De AAA à AA	31	10	17
De A+ à A-	210	46	128
De BBB+ à BBB-	118	72	29
De BB+ à BB-	55	30	-
De B+ à B-	18	10	9
Total	432	168	183
SIGMÉ	601	1	601
Total	1 033	169	784

1 Les notations sont le résultat de l'analyse interne de OPG, qui s'appuie sur les analyses des agences de notation externes dans la mesure du possible et sur les garanties et lettres de crédit ou autres sûretés fournies par les intéressés.

2 Le risque potentiel représente l'évaluation par OPG du risque maximal représenté par les 10 contreparties les plus importantes pour OPG dans son ensemble, sur la durée de vie de chaque opération avec un taux de confiance de 95 %.

Risque de liquidité

OPG exerce ses activités dans un secteur capitalistique. La remise en service de la centrale Pickering A et le financement d'autres projets d'amélioration, ainsi que les dépenses potentielles indispensables pour se conformer notamment aux exigences de la réglementation sur les émissions atmosphériques, nécessitent des ressources financières importantes. Des fonds sont également requis pour les paiements effectués dans le cadre du programme de restructuration, le rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché, les contributions effectuées dans le cadre de la Convention sur les fonds affectés aux immobilisations et déchets nucléaires de l'Ontario, ainsi que pour d'autres obligations, y compris le financement du régime de retraite de OPG dès 2003.

Les besoins en liquidités de OPG au cours des 18 prochains mois dépasseront le niveau de ses facilités bancaires actuelles. Afin d'y répondre, OPG doit accéder avec succès au marché des billets à moyen terme dans le cadre de son programme de prospectus préalable et reporter certaines échéances de dettes et autres obligations à l'égard de la province de l'Ontario. En février 2003, OPG a conclu une entente avec cette dernière afin de reporter 700 millions de dollars d'échéances de dettes.

La capacité de OPG de mettre sur pied du financement par emprunt dépend d'un certain nombre de facteurs : contexte économique général et conditions du marché financier, disponibilité de crédit de la part des banques et d'autres institutions financières, maintien de notations de crédit acceptables et état de la restructuration du marché de l'électricité en Ontario.

L'état de liquidité de la Société est hautement tributaire de sa notation et de la valeur marchande des contrats conclus avec des contreparties. Une modification de la notation pourrait entraîner d'autres besoins en matière de garantie avec des contreparties selon la valeur marchande des contrats. En particulier, une réduction de la notation de la dette à long terme de OPG, notamment si les contreparties bénéficient d'une évaluation à la valeur du marché positive et que OPG est en position négative, pourrait déclencher une augmentation des besoins de garanties en fonction des clauses des contrats.

OPG estime que les flux de trésorerie liés à ses activités, les facilités de crédit disponibles à court

terme et l'émission fructueuse d'emprunts sur les marchés financiers devraient lui fournir des liquidités adéquates pour ses besoins actuels.

Risque de change et risque de taux d'intérêt

L'exposition au risque de change de OPG est principalement attribuable aux opérations libellées en dollars américains telles que l'achat de combustible. OPG gère actuellement ce risque en couvrant périodiquement des tranches de ses flux de trésorerie en dollars américains conformément aux politiques de gestion des risques approuvées.

OPG présente une exposition au risque de taux d'intérêt sur ses programmes d'emprunt et de placement à court terme. La plus grande partie de sa dette est à long terme. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de financement et de l'ajout potentiel d'une dette à taux variable. Il peut être couvert à l'aide d'instruments financiers. La gestion des risques s'effectue par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion des risques de la Société.

Risque de production

OPG est exposée aux répercussions sur le marché du rendement incertain de ses unités de production, soit le risque de production. La quantité d'électricité produite par OPG est tributaire de l'approvisionnement en combustible, de la défaillance de l'équipement, des exigences d'entretien et des contraintes environnementales et réglementaires. Pour atténuer la volatilité du bénéfice attribuable au risque de production, OPG conclut de multiples ententes d'approvisionnement en combustible à court et à long terme et des ententes d'utilisation de l'eau à long terme; elle gère des stocks de combustible et applique les pratiques de l'industrie en matière de calendrier d'entretien et d'interruption.De plus, OPG s'assure que les exigences réglementaires sont respectées, surtout en ce qui a trait aux licences de ses installations nucléaires, et gère les contraintes environnementales liées à la production à l'aide de programmes comme les crédits de réduction des émissions.

OPG détient une assurance responsabilité civile générale, une assurance sur les biens et une assurance contre l'arrêt des activités comportant des franchises. La survenance d'un événement important qui n'est pas complètement assuré ou ne faisant pas l'objet d'une indemnisation ou le défaut d'une partie à s'acquitter de ses obligations en matière d'indemnisation, pourrait avoir une incidence importante et défavorable sur les résultats d'exploitation consolidés et la situation financière de OPG.

Risque lié à l'environnement

OPG engage des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation considérables pour se conformer aux lois environnementales et aux programmes environnementaux qu'elle a volontairement mis en place. Les exigences réglementaires ont trait aux rejets dans l'environnement, au traitement, à l'utilisation, au stockage, au transport, à l'élimination et au nettoyage des matières dangereuses, y compris les déchets dangereux ou non, et au démantèlement, à la fermeture et à la remise en état des installations de production à la fin de leur durée de vie.

La politique de développement énergétique durable de OPG l'engage à satisfaire à toutes les exigences législatives applicables et aux engagements environnementaux, à intégrer les facteurs environnementaux à la planification commerciale et à la prise de décision et à appliquer le principe de précaution en évaluant les risques pour la santé et l'environnement. Cette politique engage aussi OPG à gérer des systèmes complets de gestion de l'environnement conformes à la norme ISO 14001. OPG est devenue l'une des premières sociétés de services publics en électricité d'Amérique du Nord à obtenir la certification ISO 14001 pour les systèmes de gestion de l'environnement de toutes ses installations. Cette certification est renouvelée chaque année par des vérifications indépendantes.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux différentes autorités de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la Commission canadienne de la sécurité nucléaire. OPG a mis en œuvre des programmes internes de

surveillance, d'évaluation et d'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions atmosphériques et émissions dans l'eau, les décharges, les déversements, les émissions radioactives et les déchets radioactifs. De plus, OPG communique des informations de manière régulière au ministère de l'Environnement au sujet de son programme de décontamination.

Outre les rapports réguliers soumis aux différentes autorités de réglementation, le public reçoit fréquemment des communications de OPG au sujet de ses résultats en matière d'environnement, par l'entremise des groupes consultatifs représentant les collectivités vivant à proximité de ses principales centrales de production.OPG publie également des rapports annuels de sa gestion de l'environnement et des bulletins de nouvelles. Elle organise aussi des visites libres et diffuse de l'information sur son site Web.

OPG gère ses émissions d'anhydride sulfureux (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_X), notamment grâce à l'amélioration continue des centrales et à l'installation d'équipement écologique spécialisé, comme les épurateurs qui réduisent les émissions de SO_2, les brûleurs à faible émission de NO_X et l'équipement à réduction catalytique sélective qui abaisse les émissions de NO_X, ainsi qu'à l'achat de combustible faible en soufre. OPG participe aussi au programme de crédits de réduction des émissions pour maintenir le niveau d'émissions de monoxyde d'azote (NO) dans les limites réglementaires et sous ses propres plafonds. Les crédits de réduction des émissions s'obtiennent lorsqu'une source abaisse ses émissions en deçà du plus bas niveau réel précédent ou du niveau fixé par la réglementation provinciale.

Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto requérant une réduction de 6 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 d'ici la période 2008-2012. Avant la ratification du Protocole de Kyoto, OPG s'était volontairement engagée à réduire ses émissions de CO_2,déduction faite de ses crédits de réduction des émissions utilisés, aux taux équivalant aux seuils de 1990, en 2000 et par la suite. Les négociations menées avec le gouvernement fédéral et les provinces destinées à définir les objectifs de OPG dans le cadre de Kyoto commenceront en 2003. À l'heure actuelle, il n'est pas assuré que ces limites n'imposeront pas des coûts considérables aux producteurs d'électricité utilisant des combustibles fossiles tels que OPG, même si le gouvernement fédéral a promis de plafonner le coût des crédits de réduction des émissions de CO_2 à 15 $ la tonne.

Participation et réglementation

OPG et la province d'Ontario ont conclu une convention entre actionnaires se rapportant à certains aspects de la gouvernance de OPG. L'entente porte sur des approbations d'opérations commerciales, la provision d'informations et la politique en matière de dividendes.

Les activités de OPG sont assujetties à une réglementation gouvernementale complexe qui peut varier. Les questions soumises à la réglementation comprennent les éléments suivants : la structure du marché de l'électricité, les activités nucléaires (y compris la réglementation en vertu de la Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires (Canada), la Loi sur la responsabilité nucléaire (Canada) et la Loi sur les mesures d'urgence (Ontario), la gestion et le déclassement des déchets nucléaires, les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, les questions environnementales, notamment les rejets dans l'atmosphère, et les impôts de remplacement. Étant donné que les exigences des lois peuvent changer et sont sujettes à interprétation, OPG n'est pas en mesure de prévoir l'effet de ces changements sur ses activités.

AUTRES ACTIVITÉS DE CESSION DE CONTRÔLE

OPG continue d'évaluer des options en ce qui concerne la cession de contrôle des centrales et s'est engagée à satisfaire à ses obligations dans le cadre de sa licence de production. Les conditions actuelles du marché du secteur de l'énergie ont eu une incidence sur la mise en œuvre de la cession de contrôle de la production à prix fixe. Les montants qu'OPG réalisera en dernière analyse à l'égard de ces opérations potentielles pourraient être nettement différents des valeurs comptables inscrites aux états financiers.

MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN AMÉRIQUE DU NORD

Le secteur de l'électricité en Amérique du Nord a subi des bouleversements au cours des 18 derniers mois. Les stratégies des entreprises ont été nettement influencées par une série de facteurs : le ralentissement économique, qui a modéré la demande, des capacités supplémentaires importantes qui ont entraîné une offre excédentaire dans de nombreuses régions, la volatilité des coûts des marchandises, la chute des prix de l'électricité, les enquêtes menées par les autorités réglementaires sur les pratiques audacieuses en matière d'échange d'électricité et les pratiques comptables, le report voire l'annulation de la déréglementation dans de nombreuses régions et l'imposition de prix plafonds et de baisses importantes des notations par les agences spécialisées en raison de bilans moins solides. Ces événements ont entraîné une détérioration de la confiance des investisseurs et ont réduit l'accès aux marchés financiers. Les stratégies des entreprises ont par conséquent subi des modifications et s'accompagnent maintenant de ventes d'actifs, d'une nette diminution des activités d'échange d'électricité, ce qui exerce une incidence négative sur la liquidité du marché, ainsi que des niveaux records d'émission d'actions.

VISION, ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

L'objectif de OPG est d'être une société énergétique de premier plan en Amérique du Nord. Les activités de la Société continuent de s'articuler, dans le cadre d'une gestion des risques, autour de la production de sources fiables d'électricité à partir d'actifs de production concurrentiels. OPG reste un producteur d'électricité à faible coût offrant des produits fiables et dont la présence est nettement marquée sur le plan régional. OPG envisage de tirer parti de ses forces et d'orienter ses ressources en fonction des stratégies suivantes :

- accroître les efficiences de production et de la compétitivité sur le plan des coûts de ses activités de production;
- tirer parti des possibilités de commercialisation et de vente d'électricité offertes sur les marchés de l'électricité;
- optimiser sa structure organisationnelle afin de garantir sa souplesse opérationnelle; et
- entreprendre des programmes de développement durable visant à améliorer de manière continue et mesurable les résultats sur le plan de l'environnement.

Inducteurs clés du rendement et programmes

Amélioration des efficiences et de la compétitivité sur le plan des coûts

Le portefeuille d'actifs de production de OPG est bien équilibré et diversifié au chapitre de la technologie, du type de combustible et de la souplesse de répartition et des marchés. Bien que ses coûts de production soient plus élevés que ceux des producteurs du Manitoba et du Québec, ils sont relativement bas comparativement à ceux d'autres producteurs de l'Ontario et du nord-est et du Midwest des États-Unis. La stratégie fondamentale à court terme de OPG consiste à accroître la productivité, la capacité de production et la compétitivité de ses centrales nucléaires.

OPG continue d'améliorer le rendement de ses centrales de production nucléaire. L'objectif, pour l'ensemble des activités nucléaires, est de se classer dans le premier quartile en matière de rendement parmi les producteurs d'énergie nucléaire nord-américains selon l'indice du rendement nucléaire utilisé par les membres nord-américains de l'Institute of Nuclear Power Operators et par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires. Cet indice est conçu pour mesurer la sécurité et la fiabilité d'une production nucléaire.

Les centrales au combustible fossile fonctionnent selon le type de centrale, à la fois comme centrale à capacité de charge de base et centrale à capacité de crête. L'efficacité, la productivité et la réduction des émissions dans l'air sont des facteurs clés qui permettent d'améliorer la compétitivité de ces centrales. Des améliorations importantes sont en cours, notamment l'installation de matériel de réduction catalytique sélective sur quatre chaudières, soit deux à Lambton et deux à Nanticoke, d'ici la fin de 2003. Le coût de ces améliorations devrait s'établir à environ 285 millions de dollars. OPG a également entrepris plusieurs autres projets, dont des changements

opérationnels, l'échange de crédits de réduction des émissions et la poursuite de la mise au point de technologies de réduction des émissions. Le succès de ces projets permettra de maintenir la compétitivité des coûts des activités de production à combustible fossile de OPG par rapport à ceux des autres producteurs à combustible fossile sur son marché cible et assurera le maintien de la conformité aux normes de rendement environnementales de l'Ontario.

Remise en service de la centrale Pickering A

La remise en service des quatre unités inutilisées à la centrale de production nucléaire Pickering A est un programme clé pour OPG. La remise en service des quatre unités de la centrale Pickering A ajoutera 2 060 MW d'électricité fiable à faible coût et contribuera de manière significative à l'amélioration des performances environnementales sur le marché de l'électricité en Ontario étant donné que les centrales nucléaires ne produisent pas d'émissions contribuant au smog, aux pluies acides et au réchauffement de la planète.

Commercialisation de l'énergie et possibilités de vente

OPG a accru et amélioré ses capacités de mise en marché, de vente et de négociation, en mettant l'accent sur trois facteurs clés de la croissance du nouveau marché, soit (i) la vente et la négociation d'énergie sur le marché au comptant, (ii) la vente de produits de gestion des risques financiers, et (iii) la vente de produits et de services liés à l'énergie afin de répondre aux besoins des clients en matière de solutions énergétiques. La mise en œuvre réussie de cette stratégie est tributaire de facteurs tels que des compétences complexes en structuration des produits et en gestion des risques afin d'évaluer et de gérer correctement les produits structurés, la reconnaissance de marque par le marché afin de faciliter l'acquisition et le maintien de la clientèle, ainsi que la capacité de fournir des produits de gestion des risques qui répondent aux besoins des clients

Priorité mise sur les activités commerciales essentielles

OPG entreprend des initiatives visant à améliorer la compétitivité et la souplesse d'exploitation de ses activités et à favoriser une orientation fortement axée sur le marché. Elle pourra ainsi s'adapter à l'évolution du marché ontarien et rechercher des possibilités d'affaires nouvelles ou accrues sur les marchés interconnectés. En janvier 2002, dans le cadre de ces initiatives, OPG a annoncé un programme de restructuration qui entraînera une réduction du personnel d'environ 2 000 postes. Les autres initiatives de OPG à ce jour incluent un engagement renouvelé envers le perfectionnement de la main-d'œuvre et des relations de travail axées sur la collaboration qui, en conjonction avec les programmes incitatifs mis en œuvre dans l'ensemble de l'entreprise, a contribué à une plus grande souplesse d'exploitation et à une productivité accrue.

OPG a également poursuivi l'impartition stratégique d'activités non essentielles et la restructuration des services d'entreprise, à l'interne ou avec des partenaires. Elle a notamment vendu sa participation dans la coentreprise de services de technologies de l'information de New Horizon System Solutions à Business Transformation Services Inc., filiale en propriété exclusive de Cap Gemini, à partir de mars 2002, et externalisé certaines de ses activités de recherche et de développement par la vente de sa participation dans Kinectrics Inc. à AEA Technology plc en janvier 2002. En 2002, OPG a également finalisé la vente de sa division d'analyse de la sécurité nucléaire à Nuclear Safety Systems, filiale de NNC Holdings Ltd., fournisseur international de services en analyse de sécurité nucléaire. OPG est sur le point d'inviter des experts qualifiés du secteur à proposer des possibilités d'affaires en ce qui concerne sa division des services d'inspection qui offre des services d'inspection spécialisés essentiels au sein de OPG et dans d'autres centrales nucléaires au Canada.

Programmes de développement durable

OPG s'est engagée à devenir une société productrice d'énergie durable. Elle vise notamment à satisfaire toutes les exigences législatives et les engagements environnementaux volontaires avec l'objectif d'aller au-delà des normes établies, de maintenir des systèmes de gestion de

l'environnement conformes aux caractéristiques de la gestion environnementale selon la norme ISO 14001, d'intégrer les facteurs environnementaux et sociaux dans la planification commerciale et la prise de décision, d'appliquer des considérations d'ordre environnemental à la prise de décision d'exploitation, de développer l'utilisation de l'énergie renouvelable et des technologies efficaces sur le plan de l'énergie, ainsi que de mesurer et de communiquer sa progression vers la réalisation du développement durable.

Autres programmes

OPG contribue à la capacité de production en Ontario. La remise en service fructueuse de la centrale de production nucléaire de Pickering A constituera un apport important. Le projet de Brighton Beach représentera une capacité supplémentaire de 580 MW. La mise en service de la centrale est prévue pour 2004. OPG détient une participation de 50 % dans Huron Wind, la première ferme commerciale à l'énergie éolienne en Ontario, située sur les rives du lac Huron à proximité de Kincardine. Huron Wind, qui se compose de cinq aérogénérateurs qui produisent une capacité totale de 9 MW, commercialisera l'électricité certifiée écologique à des clients commerciaux et industriels.

Le gouvernement de l'Ontario a annoncé en novembre 2002 qu'il demanderait à OPG de développer le projet de NiagaraTunnel, conçu pour optimiser l'utilisation de l'eau à la centrale de production Sir Adam Beck de Niagara Falls. Par ailleurs, le ministre de l'Énergie mène une étude indépendante sur la faisabilité du projet de production Beck 3 à Niagara Falls.

Le gouvernement a également demandé à OPG d'accélérer son évaluation du projet de partenariat public-privé de Portlands sur le site de la centrale de production de Hearn dans le secteur riverain de la ville de Toronto. En décembre 2002, OPG et TransCanada Energy Limited ont annoncé la création d'une société en commandite 50/50 appelée Portlands Energy Centre L.P., qui passe en revue des options visant à évaluer la faisabilité d'une installation de coproduction à cycles combinés de 550 MW, alimentée au gaz naturel, afin de satisfaire les besoins croissants en énergie du centre de Toronto.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Aux tableaux suivants figurent certains états consolidés non vérifiés des résultats d'exploitation de chacun des huit trimestres clos le 31 décembre 2002. Ces informations proviennent des états financiers consolidés non vérifiés de OPG qui, selon l'opinion de la direction, ont été préparés conformément aux états financiers consolidés vérifiés. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats d'une quelconque période future.

	Trimestres de 2002 terminés les				
(en millions de dollars)	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total de l'exercice
Produits	1 550	1 270	1 612	1 314	5 746
Marge brute	932	863	1 200	851	3 846
Charges d'exploitation	1 018	841	798	944	3 601
Bénéfice (perte) net(te) d'exploitation avant restructuration	(86)	22	402	(93)	245
Bénéfice (perte) net(te)	(217)	63	215	(14)	47

	Trimestres de 2001 terminés les				
(en millions de dollars)	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	Total de l'exercice
Produits	1 539	1 507	1 635	1 558	6 239
Marge brute	1 069	996	868	974	3 907
Charges d'exploitation	844	862	807	970	3 483
Bénéfice d'exploitation avant restructuration	225	134	61	4	424
Bénéfice (perte) net(te)	102	17	81	(48)	152

DÉCLARATIONS PROSPECTIVE

Le présent document contient des énoncés prospectifs qui reflètent les vues actuelles de OPG au sujet de certains événements et circonstances prospectives. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas un fait actuel ou historique est une déclaration prospective. Des mots, tels que « anticiper », « croire », « prévoir», « estimer », « s'attendre à », « projeter », « rechercher », « viser », « objectif », « stratégie », « pourrait », « prévoit », des verbes conjugués au futur et des expressions similaires sont utilisés par OPG afin

d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie cependant pas qu'une déclaration n'est pas une déclaration prospective.

Tous ces énoncés reposent sur des estimations et des hypothèses et impliquent des risques et incertitudes. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer considérablement des résultats exprimés par ces énoncés prospectifs. En particulier, les énoncés prospectifs comportent des hypothèses qui sont notamment liées au plan de relance nucléaire de OPG, aux coûts et à la disponibilité du combustible, au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets nucléaires, aux prix de l'électricité sur le marché au comptant, à l'évolution permanente du secteur de l'électricité en Ontario, à la réduction du pouvoir sur le marché, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires ainsi qu'aux conditions météorologiques. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs.

OPG n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser les énoncés prospectifs, que ce soit après avoir obtenu de nouveaux renseignements, après la survenance d'événements futurs ou pour une autre raison. Vous êtes cependant invités à consulter tout autre document déposé par OPG auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario.

Pour obtenir plus de renseignements, communiquez avec :

Relations avec les investisseurs :

(416) 592 6700
1 866 592 6700
investor.relations@opg.com

Relations avec les médias :

(416) 592 4008
1 877 592 4008
www.opg.com
www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE LA PRÉSENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Les états financiers consolidés ci-joints de Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») sont la responsabilité de la direction et ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Lorsqu'il existe plus d'une méthode comptable, la direction a choisi celle qu'elle jugeait la plus appropriée. La préparation des états financiers comprend nécessairement l'utilisation d'estimations fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque des opérations visant l'exercice courant ne peuvent se terminer avec certitude qu'au cours de futurs exercices. Les états financiers consolidés ont été préparés correctement dans les limites raisonnables de l'importance relative.

La direction maintient un système de contrôles internes en vue de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est pertinente, fiable et exacte, que les actifs de OPG sont protégés et que les opérations sont effectuées conformément à l'autorisation de la direction. Ce système est surveillé et évalué par la direction, le service de vérification interne et le groupe de gestion du risque.

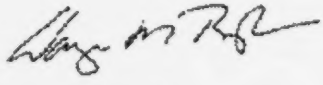
Le comité de vérification rencontre périodiquement les membres de la direction ainsi que les vérificateurs internes et externes afin de s'assurer que chaque groupe s'acquitte de ses responsabilités respectives, d'examiner les états financiers et le rapport des vérificateurs indépendants, avant d'en recommander l'approbation au conseil d'administration, et de discuter des questions importantes liées à la présentation de l'information financière.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le rapport des vérificateurs indépendants précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion. Les vérificateurs indépendants ont eu accès direct et sans restriction au comité de vérification, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par OPG et l'efficacité du système de contrôles internes.

Le président et chef de la direction

Ronald W. Osborne

Le vice-président exécutif et chef des finances



Wayne M. Bingham

Le 24 janvier 2003,et le 25 mars 2003 pour les notes 6 b),13 b) et 23 b)

À l'actionnaire de Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2002 et 2001, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2002 et 2001, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

ERNST & YOUNG s.r.l.
Comptables agréés
Toronto, Canada
Le 24 janvier 2003, et le 25 mars 2003 pour
les notes 6 b), 13 b) et 23 b)

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre *(en millions de dollars, sauf indication contraire)*	**2002**	2001
Produits	**5 746**	6 239
Combustible	**1 610**	1 453
Achats d'électricité	**290**	879
Marge brute	**3 846**	3 907
Charges d'exploitation		
Exploitation, entretien et administration	**2 524**	2 559
Amortissement *(note 4)*	**752**	810
Impôt foncier et impôt sur le capital	**115**	114
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires *(note 15)*	**210**	-
	3 601	3 483
Bénéfice d'exploitation avant restructuration	**245**	424
Restructuration *(note 14)*	**222**	67
Bénéfice d'exploitation	**23**	357
Autres produits *(note 21)*	**171**	-
Intérêts débiteurs nets	**150**	139
	(21)	139
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**44**	218
Impôts sur les bénéfices (recouvrements) *(note 10)*		
Exigibles	**29**	(65)
Futurs	**(32)**	131
	(3)	66
Bénéfice net	**47**	152
Résultat par action ordinaire de base et dilué *(dollars)*	**0,18**	0,59
Actions ordinaires en circulation *(millions) (note 11)*	**256,3**	256,3

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2002**	2001
Bénéfices non répartis au début de l'exercice	**344**	567
Bénéfice net	**47**	152
Dividendes	**(134)**	(375)
Bénéfices non répartis à la fin de l'exercice	**257**	344

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2002**	2001
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**47**	152
Rajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement	**752**	810
Actif reporté du régime de retraite	**16**	21
Avantages postérieurs à l'emploi	**55**	(13)
Impôts sur les bénéfices futurs *(note 10)*	**(32)**	131
Provision pour restructuration	**222**	67
Contrats d'option à taux intermédiaires *(note 15)*	**144**	-
Gain à la vente de placements	**(72)**	-
Gain à la vente des immobilisations de cession de contrôle	**(99)**	-
Valeur marchande des contrats d'électricité *(note 9)*	**2**	-
Résultats des fonds constitués pour la gestion des déchets nucléaires	**78**	57
Divers	**91**	(4)
	1 204	1 221
Contributions au fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**(391)**	(427)
Dépenses de gestion des déchets nucléaires	**(92)**	(56)
Paiement du rabais associé à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché *(note 16)*	**(335)**	-
Dépenses de restructuration *(note 14)*	**(134)**	-
Variations nettes des autres actifs et passifs à long terme	**117**	(67)
Variations des soldes de fonds de roulement hors caisse *(note 22)*	**475**	(447)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**844**	224
Activités d'investissement		
Produit provenant de la cession du contrôle de Bruce *(note 13)*	**-**	370
Produit net tiré de placements à court terme	**39**	296
Produit de la vente d'immobilisations de cession de contrôle *(note 13)*	**342**	12
Produit au comptant de la vente de placements *(note 21)*	**83**	-
Achats d'immobilisations	**(869)**	(739)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(405)**	(61)
Activités de financement		
Émission de dette à long terme *(note 6)*	**138**	-
Remboursement de la dette à long terme	**(1)**	(203)
Dividendes versés	**(134)**	(375)
Effets à court terme émis	**446**	-
Effets à court terme remboursés	**(264)**	(150)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**185**	(728)
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	**624**	(565)
Espèces et quasi-espèces au début de l'exercice	**-**	565
Espèces et quasi-espèces à la fin de l'exercice	**624**	-

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2002**	2001
Actif		
Actif à court terme		
Espèces et quasi-espèces	**624**	-
Placements à court terme	**-**	39
Débiteurs	**736**	1 010
Effets à recevoir *(note 13)*	**225**	-
Impôts sur les bénéfices recouvrables	**80**	77
Stocks de combustible	**514**	537
Matières et fournitures	**80**	35
	2 259	1 698
Immobilisations *(note 4)*		
Immobilisations corporelles	**15 014**	14 460
Moins : amortissement cumulé	**2 068**	1 479
	12 946	12 981
Autres actifs à long terme		
Actif reporté du régime de retraite *(note 8)*	**305**	330
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires *(note 7)*	**1 599**	1 208
Effets à long terme à recevoir *(note 13)*	**-**	225
Matières et fournitures	**193**	179
Débiteurs à long terme et autres actifs	**59**	65
	2 156	2 007
	17 361	16 686

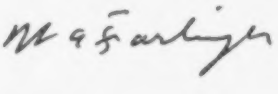
Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2002**	2001
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer *(notes 14, 15)*	**1 235**	1 505
Rabais associé à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché *(note 16)*	**572**	-
Effets à court terme à payer	**182**	-
Produits reportés à moins d'un an	**12**	13
Tranche à moins d'un an de la dette à long terme *(note 6)*	**5**	205
	2 006	1 723
Dette à long terme *(note 6)*	**3 352**	3 015
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires *(note 7)*	**4 915**	4 724
Avantages postérieurs à l'emploi *(note 8)*	**958**	924
Créditeurs à long terme et charges à payer *(note 15)*	**321**	336
Produits reportés *(note 13)*	**179**	215
Passifs d'impôts futurs *(note 10)*	**247**	279
	6 620	6 478
Avoir de l'actionnaire		
Actions ordinaires *(note 11)*	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**257**	344
	5 383	5 470
	17 361	16 686

Engagements et éventualités *(note 12)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



William A. Farlinger
Président du Conseil

Ronald W. Osborne
Président et chef de la direction

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DES EXERCICES TERMINÉS LES 31 DÉCEMBRE 2002 ET 2001

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1er décembre 1998 selon la Loi sur les sociétés par actions de l'Ontario. Dans le cadre de la restructuration de Ontario Hydro, en vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité, et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelée « OPG » ou la « Société ») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité de Ontario Hydro le 1er avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIÉO »), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations de Ontario Hydro.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés de OPG ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada qui exigent que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses relativement aux montants présentés pour les actifs, passifs, produits et charges et à la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient être différents de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes de Ontario Power Generation Inc. et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés ont été éliminées dans la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2001 ont été reclassés pour être conformes à la présentation des états financiers de 2002.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Espèces et quasi-espèces et placements à court terme

Les espèces et quasi-espèces comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance initiale est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours et moins d'un an à la date d'achat sont constatés comme des placements à court terme. Ces titres sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur les espèces,quasi- espèces et placements à court terme sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états consolidés des résultats.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Les matières et fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants, à l'exception des pièces de rechange essentielles uniques à certaines installations nucléaires ou à combustible fossile. Le coût des pièces de rechange spécifiques est imputé aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante de ces installations et est classé comme un actif à long terme.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme de OPG. Les dépenses associées aux remplacements des principaux composants sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'apparaissent pas dans la présente période ou dans les périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et d'entretien sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui le sont selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires	**25 à 40 ans**[1]
Centrales à combustible fossile	**40 à 50 ans**
Centrales hydroélectriques	**100 ans**
Installations d'administration et d'entretien	**50 ans**
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	**9 % à 40 % par an**
Principaux logiciels d'application	**7 ans**

1 Les centrales nucléaires sont amorties aux fins comptables sur 25 ans, à l'exception de Pickering A. La centrale Pickering A est amortie sur 40 ans à la suite de l'achèvement du retubage au cours des années 1980.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie nets prévus pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. La différence éventuelle est constatée en tant que perte de valeur.

Placements du portefeuille à long terme

Les placements du portefeuille à long terme sont présentés au coût et englobent les fonds constitués pour l'enlèvement des immobilisations et la gestion des déchets nucléaires. Les gains et les pertes sur les placements à long terme sont constatés dans les autres produits à la vente des placements.

Rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché

OPG doit, en vertu de sa licence de production, respecter des mesures de réduction du pouvoir sur le marché, notamment par un mécanisme de rabais et par une exigence de cession du contrôle de la capacité de production. Dans le cadre du mécanisme de rabais, une majorité importante des ventes d'électricité prévues de OPG sera assujettie à un plafond des produits annuels moyens de 3,8 ¢ le kWh pendant les quatre premières années suivant l'ouverture du marché le 1er mai 2002 (« ouverture du marché »). OPG est tenue de verser à la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (« SIGMÉ ») un rabais annuel équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen du marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh sur une période de règlement de 12 mois, multiplié par le montant d'énergie assujetti au mécanisme de rabais. La première période de règlement prend fin le 30 avril 2003. Les quantités d'énergie assujetties au rabais, ainsi

que les pondérations horaires servant à calculer le prix au comptant moyen annuel en vue du rabais ont été fixées à l'avance, mais elles peuvent être réduites par la Commission de l'énergie de l'Ontario en fonction des opérations de cession de contrôle effectuées par OPG. À chaque date de bilan, OPG calcule le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui a prévalu depuis le début de la période de règlement en cours et constate un passif si le prix moyen dépasse 3,8 ¢ le kWh en fonction du montant de l'énergie sujet au mécanisme de rabais.

Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires

OPG constate un passif à l'égard de l'enlèvement d'immobilisations et de la gestion des déchets nucléaires en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent. Elle peut estimer le montant et l'échéancier des charges en trésorerie futures liées à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Lorsque OPG a commencé ses activités le 1er avril 1999, les coûts suivants ont été constatés comme passif :

- la valeur actualisée des coûts de démantèlement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, sans égard au volume de déchets produits;
- la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, en tenant compte des volumes de déchets réels, engagée jusqu'au 1er avril 1999.

Afin d'inclure les déchets produits chaque année, le passif relatif aux coûts de gestion des déchets nucléaires est augmenté du montant correspondant imputé aux résultats comme charge d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et d'activité moyenne sont passées en charges d'amortissement. Les charges relatives à la mise au rebut du combustible utilisé sont passées en charges de combustible. Les modifications des estimations du passif sont amorties sur la durée de vie résiduelle moyenne des centrales nucléaires.

OPG procède selon les exigences prescrites dans le cadre de la Convention nucléaire relative aux fonds nucléaires de l'Ontario (CFNO) pour la couverture du passif relatif à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires. Le fonds distinct ainsi constitué sert uniquement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires.

La revalorisation découle du fait que les passifs relatifs à l'élimination des déchets nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires sont comptabilisés au bilan à leur valeur actualisée nette. La charge pour revalorisation représente le rajustement résultant du retraitement des passifs de façon à refléter l'incidence de l'inflation sur les estimations de coûts et sur la valeur temporelle de l'argent et son impact sur les passifs futurs. La revalorisation est présentée après déduction du revenu des fonds constitués pour l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires et de l'amélioration des intérêts liés aux effets à recevoir de la SFIÉO. Elle est présentée aux états financiers consolidés comme partie intégrante de l'amortissement.

Constatation des produits

Depuis le 1er mai 2002, date de l'ouverture du marché de l'Ontario à la concurrence, l'ensemble de la production d'électricité de OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Les produits sont enregistrés à mesure que l'électricité est produite et mesurée en fonction du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché et des activités de couverture. OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont évalués à la valeur marchande. Les gains ou pertes sur contrats d'échange d'électricité (y compris ceux qui ne sont pas réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des revenus consolidés. Ainsi, les achats d'électricité, de 91 millions de dollars en 2002 et de néant en 2001, ont été déduits des produits.

Avant le 1er mai 2002, les produits d'exploitation provenaient principalement de la vente d'électricité sur le marché de gros, aux clients industriels d'envergure de l'Ontario, et sur les marchés interconnectés. Les prix de l'électricité de gros des clients de l'Ontario étaient facturés selon des tarifs groupés qui comprenaient le transport et d'autres charges connexes. OPG recevait les paiements groupés et distribuait les fonds aux sociétés ayant succédé à Ontario Hydro en vertu de l'entente de répartition des produits. Selon cette entente, le solde des fonds non distribués garantissait à OPG des produits prévus de 4,0 ¢ le kWh, fondés sur la demande d'électricité prévue et la composition de la clientèle ainsi que sur un montant fixe pour services connexes.

Les produits d'exploitation autres qu'énergétiques proviennent d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power ») se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques, ainsi que de la vente d'isotopes. Les produits d'exploitation sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires à court terme libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les autres produits.

Instruments dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché libre au comptant de l'électricité en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque de prix des matières premières dans le portefeuille de production de OPG. Les gains ou pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les produits pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains ou pertes sont comptabilisés dans les produits de production et ne sont pas constatés dans le bilan consolidé. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés à l'actif ou au passif, à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées comme gains ou pertes dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

OPG se sert également de contrats dérivés pour gérer ses risques de change. Les gains ou pertes de change sur ces contrats dérivés libellés en devises étrangères sont constatés en tant que rajustement du prix d'achat de la matière première ou des biens reçus.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou perte correspondant est reporté et comptabilisé dans les produits en même temps que les gains ou pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou perte reporté associé est constaté dans l'état consolidé des résultats de la période en cours.

Crédits de réduction des émissions

OPG se sert des crédits de réduction des émissions pour gérer les émissions dans les limites réglementaires et volontaires. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès des partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Le coût des crédits de réduction des émissions est comptabilisé dans les stocks et imputé aux résultats dans les charges liées aux combustibles à mesure des besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et évaluées à la valeur marchande estimative.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges d'exploitation dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et développement engagés pour régler des obligations à long terme comme des passifs de gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Charges de retraite et avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance des soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG comptabilise ses obligations au titre du régime de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur marchande afin de déterminer les gains et les pertes actuariels. Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages postérieurs à l'emploi se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime. Les charges de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés annuellement par des actuaires indépendants d'après les hypothèses les plus probables de la direction.

Les charges de retraite et les avantages postérieurs à l'emploi comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les rajustements liés aux modifications des régimes et les changements d'hypothèses, qui se traduisent en gains ou en pertes actuariels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par le régime. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte), sur 10 % de l'obligation, au titre des prestations constituées ou de la valeur marchande des actifs des régimes de retraite selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

Impôts sur les bénéfices

En vertu de la Loi de 1998 sur l'électricité, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement de l'impôt sur le revenu des sociétés et des taxes sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la Loi de l'impôt sur le revenu (Canada) et de la Loi sur l'imposition des corporations (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la Loi de 1998 sur l'électricité. OPG verse à la SFIÉO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et thermique, et paie des impôts fonciers aux municipalités.

OPG paie des charges sur les revenus bruts tirés de la production annuelle d'électricité tirée de ses actifs de production hydroélectrique. Ces charges comprennent un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Les charges sur les revenus bruts sont incluses dans les frais de combustible.

Secteurs d'activités

Le 1er mai 2002,à la suite de l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs :Production et Commercialisation de l'énergie. Auparavant,l'activité liée à la commercialisation de l'énergie de OPG ne constituait pas un secteur isolable sur le plan comptable. Par conséquent, il n'y a aucun montant comparatif en 2001. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux autres secteurs.

Nouvelles recommandations comptables

Relations de couverture

En décembre 2001, le Conseil des normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables agréés (ICCA) a publié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13, « Relations de couverture ». Cette note d'orientation,qui doit être appliquée pour les périodes annuelles à partir du 1er juillet 2003,définit les normes servant à documenter et à évaluer l'efficacité des activités de couverture. OPG s'attend à satisfaire aux critères de couverture de la nouvelle norme et continuera d'appliquer la comptabilité existante pour les relations de couverture.

Dépréciation d'actifs à long terme

L'ICCA a approuvé une nouvelle norme intitulée « Dépréciation d'actifs à long terme ». La nouvelle norme donne des directives sur la constatation, la mesure et la présentation de la dépréciation d'actifs à long terme et entrera en vigueur à partir du 1er avril 2003. Une dépréciation est constatée lorsque la valeur comptable est supérieure à la somme des flux de trésorerie non actualisés. La dépréciation constatée correspond au montant dont la valeur comptable dépasse la juste valeur. L'introduction de la nouvelle norme ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la situation financière consolidée de OPG.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

L'ICCA a approuvé une nouvelle norme intitulée « Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations», donnant des directives sur la constatation et la mesure des passifs pour les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles. La nouvelle norme s'appliquera aux exercices ouverts à partir du 1er janvier 2004. OPG évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme.

4. IMMOBILISATIONS

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit:

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Amortissement	**585**	578
Revalorisation	**184**	198
Frais de gestion des déchets nucléaires	**(17)**	34
	752	810

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Immobilisations corporelles	**3 447**	3 313
Centrales nucléaires	**1 791**	1 671
Centrales au combustible fossile	**7 601**	7 754
Centrales hydroélectriques	**925**	770
Autres immobilisations	**1 250**	952
Construction en cours	**15 014**	14 460
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**1 726**	1 227
Autres immobilisations	**342**	252
	2 068	1 479
	12 946	12 981

L'intérêt capitalisé à 6 % (6 % en 2001) pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2002 s'est élevé à 44 millions de dollars (29 millions de dollars en 2001).

5. FACILITÉS DE CRÉDIT À COURT TERME

OPG détient une facilité de crédit de 1 000 millions de dollars auprès de certains établissements financiers (« convention de crédit bancaire ») qu'elle utilise pour financer le fonds de roulement, pour les besoins généraux pour l'entreprise et comme facilité de soutien pour le programme de papier commercial. Les montants prélevés sur cette facilité de crédit peuvent être en dollars canadiens ou américains et prendre la forme de prêts au taux préférentiel ou au TIOL, d'acceptations bancaires et de lettres de crédit. Cette facilité a un terme de 364 jours qui peut être prolongé de 2 ans. Elle est renouvelable en mars 2003. Le programme de papier commercial est garanti par la convention de crédit bancaire. Dans le cadre de ce programme, OPG a le pouvoir d'émettre des billets à court terme à concurrence d'un encours de 1 000 millions de dollars en dollars canadiens ou de l'équivalent en dollars américains. Au 31 décembre 2002, il y avait 182 millions de dollars de billets en circulation en vertu du programme de PC (néant au 31 décembre 2001).

OPG détient également des facilités de crédit non engagées à court terme de 175 millions de dollars qui assurent la disponibilité de fonds pour les garanties dans le cadre des règles du marché au détail de l'électricité et pour d'autres engagements sous forme de lettres de crédit. Sur ce montant, 45 millions de dollars ont été utilisés pour les lettres de crédit accordées aux sociétés de distribution locale en soutien des obligations de OPG, dans le cadre de la facturation consolidée de détail imposée par le code de règlement au détail, et 97 millions de dollars ont été utilisés pour les lettres de crédit en soutien de certaines autres obligations à long terme.

6. DETTE À LONG TERME

a) Dette en cours

La dette à long terme consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Effets à payer à la SFIÉO	**3 200**	3 200
Obligations liées au contrat de location-acquisition	**19**	20
Part de la dette de la société en commandite	**138**	-
	3 357	3 220
Moins : les éléments échéant à moins d'un an		
Effets de premier rang à payer à la SFIÉO	**-**	200
Obligations liées au contrat de location-acquisition	**5**	5
	5	205
Dette à long terme	**3 352**	3 015

Détails des effets à long terme dus à la SFIÉO au 31 décembre 2002 :

		Capital en cours ($ CA)		
Échéance	Taux d'intérêt (%)	Effets de premier rang	Effets subordonnés	Total
2003[1]	5,49	200	-	200
2004[1]	5,44	100	-	100
2004[1]	5,62	300	-	300
2004[1]	5,94	100	-	100
2005	5,71	300	-	300
2006	5,78	300	-	300
2007	5,85	400	-	400
2008	5,90	400	-	400
2009	6,01	350	-	350
2010	6,60	-	375	375
2011	6,65	-	375	375
		2 450	750	3 200

1 OPG a conclu une entente avec la SFIÉO en février 2003 afin de reporter le remboursement de 700 millions de dollars d'effets de premier rang comme il est décrit à la note 6 b).

En mars 2002, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement du capital de 200 millions de dollars d'effets de premier rang venant à échéance en 2002 à décembre 2004. En relation avec ce report,le taux du coupon du montant principal de 100 millions de dollars de ces billets a été rehaussé de 0,50 % selon les conditions commerciales, le taux d'intérêt nominal du principal restant de 100 millions de dollars de ces effets demeurant inchangé.

Les effets de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des effets subordonnés. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des dettes de premier rang et des effets subordonnés de OPG.

En septembre 2002, Brighton Beach Power L.P. (« Brighton Beach »), société formée par OPG et ATCO Power Canada Ltd.,ATCO Resources Ltd.et Brighton Beach Power Ltd., a finalisé un financement privé par obligations et emprunts à terme de 403 millions de dollars pour son projet de production électrique de 580 mégawatts en construction à Windsor en Ontario. Brighton Beach a également signé une convention de conversion énergétique avec Coral Energy Canada Inc. qui livrera le gaz naturel à la centrale et possèdera, commercialisera et négociera toute la production d'électricité. OPG consolide proportionnellement sa participation de 50 % dans la société en commandite Brighton Beach. Au 31 décembre 2002, l'encours du prêt s'élevait à 276 millions de dollars dont 138 millions de dollars sont comptabilisés par OPG.

Les intérêts versés pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2002 se sont élevés à 204 millions de dollars (202 millions de dollars en 2001), dont 198 millions de dollars se rapportent à la dette à long terme (199 millions de dollars en 2001).

b) Entente de financement

En février 2003, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le remboursement de 700 millions de dollars d'effets de premier rang. Les taux d'intérêt demeurent inchangés. À la suite du report, 200 millions de dette à long terme échéant à moins d'un an ont été classés dans les dettes à long terme au 31 décembre 2002. Les effets reportés et les nouvelles dates d'échéance se présentent comme suit :

Capital des effets de premier rang *(en millions de dollars)*	Échéance avant le report	Nouvelle échéance
200	2003	2005
100	2004	2006
300	2004	2006
100	2004	2006

7. ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS ET GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les déchets nucléaires provenant des centrales nucléaires de OPG sont constitués de faisceaux de combustible nucléaire radioactifs et de déchets radioactifs de faible activité et d'activité moyenne. À la fin du cycle de vie, il faut procéder au démantèlement en toute sécurité de chacune des centrales nucléaires, ce qui nécessite une période de stockage. OPG a également l'obligation de démanteler ses installations non nucléaires.

Le passif net pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires fondé sur la valeur actualisée consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Passif pour gestion des déchets nucléaires	**5 020**	4 814
Passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires	**2 702**	2 556
	7 722	7 370
Passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**131**	127
	7 853	7 497
Moins : produits à recevoir de la SFIÉO	**2 938**	2 773
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**4 915**	4 724

La variation du passif net pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Passif au début de l'exercice	**4 724**	4 482
Augmentation du passif en raison de la revalorisation	**262**	254
Provision	**37**	44
Frais de gestion des déchets	**(92)**	(56)
Amortissement des variations des estimations nettes du coût	**(16)**	-
Passif à la fin de l'exercice	**4 915**	4 724

La comptabilisation des charges pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires exige l'établissement d'hypothèses importantes pour leur calcul, puisque ces programmes s'échelonnent sur plusieurs décennies. Les programmes actuels englobent des estimations de flux de trésorerie jusqu'en 2057 pour le démantèlement des centrales nucléaires et jusqu'en 2100 environ pour la gestion des combustibles utilisés. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs ci-dessus au 31 décembre 2002 était de 5,75 % (5,75 % en 2001), et les taux d'accroissement des coûts variaient de 1 % à 4 % (2 % à 3 % en 2001). En vertu des conditions du contrat de location avec Bruce Power, OPG a toujours la responsabilité des immobilisations nucléaires et des passifs pour gestion des déchets nucléaires se rapportant aux centrales nucléaires de Bruce.

Des hypothèses importantes concernant plusieurs facteurs techniques et d'exploitation sont également utilisées pour le calcul des charges à payer et font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses touchant le calendrier des programmes ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur totale des charges à payer. Il existe un certain risque entourant la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent évoluer à la hausse ou à la baisse, compte tenu de leur durée prolongée et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires.

Passif au titre des coûts de gestion des déchets nucléaires

Le passif au titre des coûts de gestion des déchets nucléaires représente les coûts de gestion des faisceaux de combustible nucléaire épuisé hautement radioactifs de même que les coûts de gestion des déchets nucléaires radioactifs de faible activité et d'activité moyenne. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs au combustible épuisé incluent : la gestion à long terme des faisceaux de combustible nucléaire épuisé par le stockage en couches géologiques profondes; la mise en service prévue en 2035 d'installations de stockage de combustible nucléaire épuisé; et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les centrales nucléaires et les installations de stockage. Des solutions de rechange au procédé d'enfouissement sont examinées par les installations nucléaires canadiennes dans le cadre de l'étude d'options requise par la Loi sur les déchets de combustible nucléaire. L'étude d'options doit être finalisée d'ici 2005, une décision du gouvernement fédéral n'étant pas attendue avant 2006.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur élimination définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs aux déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne incluent : la mise en service en 2015 d'installations d'élimination des déchets de faible activité; le costockage de déchets d'activité intermédiaire de courte durée et de déchets de faible activité à partir de 2015; et le costockage du reste des déchets d'activité intermédiaire de longue durée et du combustible épuisé à partir de 2035.

Passif au titre de l'enlèvement d'immobilisations nucléaires

Les coûts à payer pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires comprennent les coûts estimatifs du démantèlement des centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile. Les hypothèses importantes utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires incluent : le démantèlement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné (les réacteurs demeureront à l'arrêt pendant les 30 ans précédant un démantèlement de 10 ans). Les déchets de faible activité et d'activité moyenne issus du démantèlement seront évacués vers les installations conçues à cette fin.

Passif pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Les coûts à payer pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires comprennent principalement les coûts de démantèlement des centrales thermiques et des installations générant de l'eau lourde au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être démantelées entre 2005 et 2025.

OPG ne constitue pas de provision pour les frais de démantèlement des centrales hydroélectriques, les coûts pour ce type d'installation ne pouvant faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour l'entretien ou la reconstruction, on suppose que des ouvrages de régularisation des eaux seront nécessaires dans un avenir prévisible.

Convention sur les fonds affectés aux immobilisations et déchets nucléaires de l'Ontario

En mars 2002, la CFNO a été conclue avec la province de l'Ontario (la « Province »).Dans le cadre de cette convention, OPG établira deux fonds de dépôt, soit un fonds pour combustible utilisé et un fonds de démantèlement, qui seront détenus par un dépositaire indépendant. L'entente prendra effet lorsque des gestionnaires de placement externes seront engagés et que les deux fonds de dépôt seront établis, selon les prévisions, au courant de 2003.

Le fonds pour combustible utilisé servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire utilisés. OPG assume le risque et la responsabilité de l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible utilisé, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans la CFNO, qui limite son risque financier total à environ 6,0 milliards de dollars, soit la valeur actualisée au 1er janvier 1999 (environ 7,5 milliards de dollars en dollars de 2002).OPG continuera de faire des versements annuels au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans la CFNO. La Province garantit au fonds un rendement de 3,25 % au-dessus de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario. Si le résultat obtenu sur les actifs du fonds constitué pour le combustible utilisé dépasse l'indice des prix à la consommation de l'Ontario de plus de 3,25 %,l'excédent reviendra à la Province.

Le fonds de démantèlement servira à financer les coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible utilisé après la durée de vie de la centrale. Le financement initial, qui englobe l'engagement de la SFIÉO, est censé être suffisant pour s'acquitter de l'estimation de la charge de 1999. OPG peut affecter jusqu'à 50 % de l'excédent de fonds au fonds pour combustible utilisé.La SFIÉO a droit à l'autre moitié de l'excédent du fonds. Même si OPG ne s'attend pas à devoir verser d'autres contributions, elle assume le risque et la responsabilité de l'accroissement des estimations de coûts et des revenus du fonds.

Le 1er avril 1999, la Province s'est engagée à financer, directement ou par l'intermédiaire de son mandataire, actuellement la SFIÉO, certains frais de gestion des déchets nucléaires et d'enlèvement d'immobilisations engagés avant le 1er avril 1999. Le solde de 2 938 millions de dollars au 31 décembre 2002 représente l'engagement de la SFIÉO, soit 2 773 millions de dollars au 1er janvier 2002, ainsi que 165 millions de dollars en intérêts courus pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2002, au taux correspondant à la hausse annuelle estimative de l'indice des prix à la consommation, majorée de 3,25 %.

Depuis le 1er avril 1999, OPG a versé 1 599 millions de dollars, y compris un revenu de 174 millions de dollars, aux fonds distincts constitués pour l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Le fonds de démantèlement sera partiellement financé par l'engagement de la SFIÉO, le financement du solde étant assuré par les fonds distincts existants de OPG. Le solde résiduel des fonds

distincts de OPG sera appliqué au fonds pour combustible utilisé. D'ici 2008, OPG versera des contributions annuelles au fonds pour combustible utilisé pour environ 454 millions de dollars, ainsi qu'un montant réduit au cours de la durée de vie restante des centrales nucléaires.

Dans le cadre de la CFNO, la Province ou son mandataire fournira à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), comme l'exige la Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires (Canada), une garantie que seront constitués les fonds nécessaires pour acquitter la totalité des obligations relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au fonds pour combustible utilisé et au fonds de démantèlement jusqu'au moment où des fonds suffisants couvriront le passif accumulé aux fins de gestion des déchets nucléaires et de démantèlement.Les ententes juridiques détaillant les garanties financières exigées par la CCSN sont en cours d'élaboration avec la CCSN et la Province.

La Loi sur les déchets de combustible nucléaire (Canada) est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à cette dernière, l'organisme de gestion des déchets nucléaires a été fondé au cours de 2002 afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de fournir des recommandations pour la gestion à long terme des déchets nucléaires. Les résultats de l'étude doivent être déposés dans les trois ans suivant l'entrée en vigueur de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire. Le gouvernement fédéral déterminera la stratégie de gestion à long terme des déchets nucléaires en fonction de plans déposés. OPG a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans un fonds en fiducie en novembre 2002, comme l'exige la Loi sur les déchets de combustible nucléaire, et déposera un montant supplémentaire de 100 millions pour les trois prochaines années jusqu'à ce que le gouvernement fédéral approuve un plan à long terme.Le dépôt initial a été financé à partir du fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires. La fiducie est consolidée par OPG et représente une partie du fonds pour combustible utilisé.

Le fonds constitué pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires se compose de ce qui suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Fonds pour l'enlèvement des immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires	**1 098**	1 208
Fonds en fiducie pour combustible utilisé	**501**	-
	1 599	1 208

Les fonds distincts comprennent l'intérêt de 78 millions de dollars (57 millions de dollars en 2001) réalisé en 2002, comptabilisé dans la revalorisation, elle-même comprise dans la dotation aux amortissements.

Modifications des estimations de coût apportées en 2002

OPG a passé en revue les hypothèses importantes à la base du calcul des charges à payer au titre des passifs pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires. À la suite de cet examen, un certain nombre d'hypothèses ont été révisées afin de refléter les modifications intervenues dans le calendrier de certains programmes et la technologie évolutive de gestion des déchets nucléaires. On a notamment tenu compte d'un retard dans la mise en service des installations d'élimination des déchets nucléaires, prévue en 2025 et reportée à 2035, de certains coûts associés au stockage à sec de combustible nucléaire utilisé au cours du cycle de vie de la centrale et de coûts supplémentaires associés aux programmes de gestion des déchets nucléaires. Dans l'ensemble, ces modifications apportées aux estimations des coûts entraîneraient une diminution nette du passif pour gestion des déchets nucléaires et démantèlement de 215 millions de dollars.

Conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, la modification du passif est amortie sur la durée de vie résiduelle des centrales nucléaires. Par conséquent, un montant de 16 millions de dollars a été constaté en réduction du passif et des charges pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002.

8. AVANTAGES SOCIAUX

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les obligations contractées en vertu des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les rajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou pertes actuariels.

Régime de retraite

Le régime de retraite est un régime contributif à prestations déterminées couvrant tous les employés permanents et les retraités. Le régime de retraite de OPG a été instauré le 31 décembre 1999. En 2001, le transfert des actifs de régimes de retraite qui étaient détenus antérieurement par la SFIÉO a été approuvé par la Commission des services financiers de l'Ontario en vertu de la Loi sur les régimes de retraite (Ontario). En juin 2001, les actifs de régimes de retraite ont été transférés au régime de retraite de OPG.

Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capital et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les actions ou les titres d'emprunt de OPG.

Les données du régime de retraite de OPG se présentent comme suit :

	2002	2001
Hypothèses du régime de retraite		
Rendement prévu des actifs du régime	**7,25 %**	7,75 %
Taux d'actualisation des prestations de retraite futures	**6,75 %**	6,75 %
Taux d'indexation de la grille salariale	**3,00 %**	3,25 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations	**2,00 %**	2,50 %
Nombre moyen d'années de service à courir pour les salariés actifs	**11**	11

(en millions de dollars)	2002	2001
Variation des actifs du régime de retraite		
Juste valeur des actifs du régime au début de l'exercice	**6 342**	7 642
Cotisations salariales	**78**	20
Rendement réel des actifs du régime	**(243)**	(11)
Règlements	**(142)**	(1 080)
Versements de prestations	**(294)**	(219)
Frais d'administration	**(14)**	(10)
Juste valeur des actifs du régime à la fin de l'exercice	**5 727**	6 342
Variation des obligations projetées au titre des prestations		
Obligations projetées au début de l'exercice	**5 995**	6 216
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**185**	192
Coût des prestations pour services passés	**-**	87
Intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées	**381**	393
Perte (gain) de compression	**(28)**	80
Gain de règlement	**(124)**	(896)
Versements de prestations	**(294)**	(219)
Gain (perte) actuariel(le) net(te)	**(150)**	142
Obligations projetées au titre des prestations à la fin de l'exercice	**5 965**	5 995
Excédent (déficit) du régime de retraite	**(238)**	347
Rapprochement de l'excédent (du déficit) du régime		
Excédent (déficit) du régime de retraite	**(238)**	347
Gain (perte) actuariel(le) net(te) non amorti(e)	**388**	(199)
Coût non amorti au titre des services passés	**155**	182
Actif reporté du régime de retraite	**305**	330
Composante de la charge de retraite		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**107**	172
Intérêts sur les obligations projetées au titre des prestations	**381**	393
Rendement prévu des actifs du régime	**(471)**	(523)
Perte de compression	**10**	25
Perte de règlement	**5**	8
Amortissement des coûts des prestations pour services passés	**18**	19
Amortissement du gain actuariel net	**(34)**	(27)
Charge de retraite	**16**	67

Compte tenu d'un financement permanent, les actifs étant présentés à la valeur marchande, OPG estime que le déficit du régime de retraite s'élevait à 1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2002.

Autres avantages postérieurs à l'emploi

L'augmentation annuelle à long terme du coût par participant des principaux avantages va de 2,0 % à 4,5 % (2,5 % à 4,5 % en 2001), selon la nature de l'avantage. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuarielle des obligations au titre des avantages postérieurs à l'emploi se situe entre 6,00 % et 6,75 % au 31 décembre 2002 (entre 6,25 % et 6,75 % en 2001).

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Variation des obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi		
Obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi au début de l'exercice	**1 247**	1 207
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**45**	51
Intérêts sur les obligations projetées au titre des prestations	**76**	82
Versements de prestations	**(52)**	(56)
Perte (gain) de compression	**2**	(1)
Gain de règlement	**(134)**	(138)
Perte actuarielle nette	**7**	91
Coût des prestations pour services passés	**-**	11
Avantages spéciaux liés aux cessations d'emploi	**13**	-
Obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi à la fin de l'exercice	**1 204**	1 247
Rapprochement des obligations au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi		
Obligations au titre des prestations constituées du régime d'avantages postérieurs à l'emploi au début de l'exercice		
Obligation à long terme	**958**	924
Obligation à court terme	**54**	126
Perte actuarielle nette non amortie	**161**	160
Coût non amorti des services passés	**31**	37
Obligations projetées au titre des prestations du régime d'avantages postérieurs à l'emploi à la fin de l'exercice	**1 204**	1 247
Composantes de la charge relative aux avantages postérieurs à l'emploi		
Coût des prestations pour services rendus au cours de l'exercice	**45**	51
Intérêts sur les obligations projetées au titre des prestations	**76**	82
Perte de compression	**4**	6
Gain de règlement	**(66)**	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	**4**	1
Amortissement des coûts des services passés	**4**	5
Avantages spéciaux liés aux cessations d'emploi	**13**	-
Charge relative aux avantages postérieurs à l'emploi	**80**	145

9. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS, RISQUE DE CRÉDIT ET INSTRUMENT DE GESTION DES RISQUES

Juste valeur des instruments dérivés

Les justes valeurs des instruments dérivés ont été estimées en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. Si les cours du marché ne sont pas connus, OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volatilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

Depuis novembre 2002, les activités d'échange sur le marché de l'électricité de l'Ontario ont été limitées étant donné que les sociétés ne concluent généralement que des contrats à court terme. Les informations sur les prix à terme pour l'échange de contrats au-delà de mars 2003 peuvent ne pas être entièrement représentatives du coût de ces contrats. Pour les contrats conclus en Ontario qui ne sont pas traités comme des couvertures, OPG a établi des réserves de liquidité à la juste valeur marchande des actifs et des passifs équivalant au gain ou à la perte sur ces contrats. La charge relative à ces réserves a réduit les produits du secteur Commercialisation de l'énergie d'environ 7 millions de dollars. Les contrats conclus à l'extérieur de l'Ontario continuent d'être constatés au bilan en tant qu'actif ou passif à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées à titre de gain ou de perte dans les produits du secteur Commercialisation de l'énergie.

Instruments dérivés utilisés aux fins de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés de OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou pertes étant constatés sur la durée du contrat au moment où les opérations sous-jacentes sont effectuées. La Société se sert principalement des dérivés financiers de marchandises pour couvrir le risque de variation des prix des matières premières associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

	2002			2001		
(en millions de dollars)	**Quantité nominale**	**Terme**	**Juste valeur**	Quantité nominale	Terme	Juste valeur
gain/(perte)						
Instruments dérivés sur l'électricité	**37,9 TWh**	**1 à 4 ans**	**(144)**	14 TWh	1à5 ans	-
Instruments dérivés sur les taux de change	**179 $US**	**3 avril**	**4**	147 $US	2 mars	3
Options servant à acheter les crédits de réduction des émissions	**6 000 000 tonnes**	**2003-2004**	**1**	-	-	-

Les instruments dérivés sur les taux de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en circulation au 31 décembre 2002 s'élevait à 0,64 $ contre 1 dollar canadien.

Instruments dérivés non utilisés aux fins de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des autres instruments financiers non utilisés aux fins de couverture est comme suit :

	2002		2001
(en millions de dollars)	**Quantité nominale**	**Juste valeur**	Juste valeur
Instruments dérivés sur marchandises			
Actifs	**15,8 TWh**	**10**	-
Passifs	**0,5 TWh**	**(14)**	-
		(4)	-
Réserves de liquidité de l'Ontario		**(7)**	-
Total		**(11)**	-

Au 31 décembre 2002, la juste valeur des instruments dérivés sur marchandises non utilisés aux fins de couverture comprend une charge de 9 millions de dollars principalement associée aux anciens contrats provenant de la structure de marché précédente. L'impact de ces opérations sur les résultats a été contrebalancé par la reprise, après l'ouverture du marché, d'une provision pour perte sur contrat comptabilisée au 31 décembre 2001.

Juste valeur des autres instruments financiers

La valeur comptable des espèces et quasi-espèces, des placements à court terme, des débiteurs, des créditeurs et charges à payer, des effets à court terme à payer et de la tranche à moins d'un an de la dette à long terme se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers sont comme suit :

	2002		2001	
(en millions de dollars)	**Valeur comptable**	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers				
Fonds pour l'enlèvement d'immobilisations et la gestion des déchets nucléaires	**1 599**	**1 622**	1 208	1 263
Effets à long terme à recevoir	**-**	**-**	225	268
Débiteurs à long terme et autres actifs	**59**	**59**	65	65
Passifs financiers				
Dette à long terme et tranche à long terme du contrat de location-acquisition	**3 352**	**3 381**	3 015	2 982
Créditeurs et charges à payer à long terme	**321**	**326**	336	346

Risque de crédit

La majorité des produits de OPG provient de la vente d'électricité sur le marché au comptant administré par la SIGMÉ. OPG tire également des produits d'autres sources, y compris de la vente des produits de gestion du risque financier. OPG gère le risque de crédit de contrepartie en surveillant les contreparties dont la notation de solvabilité est faible et en limitant son exposition à celles-ci, en évaluant de manière intégrée le risque de crédit de ces contreparties et en effectuant des examens périodiques de leur solvabilité et en obtenant entre autres une garantie de crédit pour toutes les opérations au-delà des limites approuvées

10. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le rapprochement du taux d'imposition réel et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**44**	218
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	**38.6%**	41.3%
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**17**	90
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Impôts des grandes sociétés en sus de la surtaxe	**29**	33
Taux d'imposition futur sur les écarts temporaires	**4**	(23)
Éléments de bénéfices non imposables	**(27)**	(12)
Redressements de la charge d'impôts future de l'exercice antérieur	**(18)**	(23)
Divers	**(8)**	1
	(20)	(24)
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices	**(3)**	66
Taux d'imposition réel	**(6.8%)**	30.3%

Les composantes importantes de la provision pour charge d'impôts du recouvrement d'impôts sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Charge d'impôts actuelle (recouvrement)	**29**	(65)
Charge d'impôts future (économies) :		
Modification des écarts temporaires	**(32)**	177
Modifications pratiquement en vigueur des taux d'imposition	**-**	(46)
Provision pour (recouvrement d') impôts sur les bénéfices	**(3)**	66

Les impôts sur les bénéfices payés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 se sont établis à 56 millions de dollars (207 millions de dollars en 2001).

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs d'impôts futurs et des passifs d'impôts futurs sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Actifs d'impôts futurs :		
Enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**1 446**	1 388
Autres passifs	**381**	297
	1 827	1 685
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	**1 389**	1 393
Fonds pour enlèvement d'immobilisations et gestion des déchets nucléaires	**481**	364
Autres actifs	**204**	207
	2 074	1 964
Passifs d'impôts futurs nets	**247**	279

11. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2002 et 2001, ORG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation dont la valeur comptable est de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

12. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

La Société ou ses filiales font face à différentes réclamations, actions en justice et poursuites administratives, couvrant un large ensemble de questions commerciales ou environnementales soulevées dans le cours normal de leurs activités. Chacune de ces questions s'accompagne d'incertitudes, et l'issue de certaines d'entre elles pourrait avoir une incidence défavorable sur la Société. Ces éventualités sont constatées au moment où elles sont susceptibles de se produire et lorsqu'elles peuvent être estimées de manière raisonnable. La direction estime que la résolution finale de ces questions n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière de la Société.

Réclamation de Canadian Agra Corporation

Le groupe Canadian Agra a lancé une action en justice, alléguant de fausses représentations et une rupture de contrat se rapportant à l'exploitation et au développement du Bruce Energy Centre par Ontario Hydro et OPG. La Province agit aussi en tant que codéfenderesse. Le groupe réclame 146,5 millions de dollars ainsi qu'un dédommagement pour perte de profits. OPG a demandé un exposé détaillé des faits, et les parties ont convenu de participer à une médiation une fois que tous les détails de la réclamation et des dommages allégués auront été communiqués. Une évaluation préliminaire indique qu'il est improbable que OPG soit tenue responsable par un tribunal si cette affaire aboutit à un procès.

Réclamation de Integrated Energy Development Corporation

La réclamation de Integrated Energy Development Corporation porte sur 60 millions de dollars et s'appuie sur certaines allégations semblables à celles de Canadian Agra; la Province ne s'est cependant pas constituée défenderesse. Une médiation est intervenue en novembre 2002, mais les parties n'ont pas été en mesure de parvenir à un règlement. Les interrogatoires préalables ont commencé en décembre 2002. Une évaluation préliminaire indique qu'il est improbable que OPG soit tenue responsable par un tribunal si cette affaire aboutit à un procès.

Réclamation de la Première nation de Slate Falls

La réclamation de la Première nation de Slate Falls porte sur 40 millions de dollars. La Première nation a lancé une action en justice auprès de la Cour de l'Ontario pour une mesure de redressement déclaratoire et des dommages non précisés en raison d'une atteinte aux droits fonciers ancestraux et à la réserve due aux crues et à d'autres actes de violation de la propriété. Le gouvernement du Canada est également défendeur dans cette réclamation. La Première nation est composée d'anciens membres d'un certain nombre de différentes bandes, dont celle de Osnaburgh. Ontario Hydro avait conclu précédemment une entente de règlement avec la Première nation de Mishkeegogamang connue auparavant sous le nom de Première nation de Osnaburgh. Le gouvernement du Canada et OPG évaluent le chevauchement des bénéficiaires entre le litige actuel et le règlement précédent. Les parties sont au stade préliminaire et rassemblent actuellement les preuves qui serviront à l'évaluation de la responsabilité et des dommages potentiels; elles sont par conséquent dans l'impossibilité d'évaluer la réclamation pour l'instant.

Environnement

OPG a hérité des obligations environnementales de Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1er avril 1999. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2002, des charges de 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2001) ont été déduites de cette provision.

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé dans le cours normal des activités. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles de OPG.

OPG s'est engagée à investir environ 285 millions de dollars pour installer une technologie de réduction sélective catalytique dans deux unités des centrales à combustible fossile de Nanticoke et de Lambton. La réduction sélective catalytique commencera d'ici la fin de 2003 et réduira de 80 % les émissions d'oxyde d'azote provenant des quatre unités.

Garanties

Dans le cadre des activités normales, OPG et certaines filiales concluent différentes ententes de garantie financière ou de résultat à l'égard de tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit stand-by et des cautionnements. Elles sont conclues principalement pour soutenir ou améliorer la solvabilité des filiales individuelles, ce qui facilite l'obtention de crédits suffisants pour la réalisation des objectifs commerciaux prévus des filiales.

OPG a fourni des garanties limitées en relation avec le financement de Brighton Beach. Si la société ne parvient pas à terminer le projet ou à réussir certains tests de rendement d'ici le 30 septembre 2006, OPG pourra être tenue de racheter sa part proportionnelle de la dette en circulation, soit un total de 202 millions de dollars. OPG a également la responsabilité de contribuer à sa part de capitaux propres à concurrence d'un montant maximal de 47 millions de dollars et, au besoin, d'un montant maximal de 13 millions de dollars en dépassement de coûts. OPG a également fourni des garanties se rapportant à des frais de transport du gaz et à d'autres frais énergétiques si la date d'exploitation commerciale est retardée dans certaines circonstances, ainsi qu'au service de la dette si l'entente de conversion énergétique est résiliée, entre la date d'une telle résiliation et la date de conclusion d'une entente de remplacement, la responsabilité de OPG prenant fin quoi qu'il en soit le 30 septembre 2006.

Obligations contractuelles

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux au 31 décembre 2002 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2003	2004	2005	2006	2007	Après	Total
Ententes d'approvisionnement en combustible	850	488	243	209	147	201	2 138
Contributions effectuées dans le cadre de la CFNO	679	454	454	454	454	2 557	5 052
Dette à long terme	-	-	500	800	400	1 500	3 200
Obligations d'achat non conditionnelles	171	168	144	134	133	393	1 143
Créditeurs à long terme	22	28	28	28	25	-	131
Obligations liées à la location d'exploitation	21	19	18	10	10	67	145
Obligations liées à la location d'immobilisation	5	7	7	-	-	-	19
Total	1 748	1 164	1 394	1 635	1 169	4 718	11 828

13. CESSION DE CONTRÔLE

a) Centrales nucléaires de Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans. Dans le cadre du paiement initial, OPG a reçu 370 millions de dollars au comptant et un effet à recevoir de 225 millions de dollars. Selon les modalités du contrat de location-exploitation initial, l'effet de 225 millions de dollars devait être remboursé à OPG en deux versements de 112,5 millions de dollars au plus tard quatre ans et six ans suivant la date de clôture de l'opération. Le produit de l'effet sera affecté aux besoins de financement de OPG à l'égard des passifs pour enlèvement des immobilisations et gestion des déchets nucléaires.

En vertu du contrat de location-exploitation, OPG a accepté de transférer certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. OPG a également accepté de transférer à Bruce Power les actifs et passifs de régimes de retraite d'environ 3 000 de ses employés qui ont été mutés à Bruce Power. Bruce Power a assumé le passif des avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG versera à Bruce Power, à l'égard des avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui prendra fin en 2008.

Dans le cadre du contrat, OPG a comptabilisé des produits reportés de 230 millions de dollars de façon à refléter le paiement initial, déduction faite des actifs transférés à Bruce Power. En 2002, les produits reportés ont été réduits de 29 millions de dollars afin de refléter le règlement de certaines questions en suspens et les rajustements postérieurs à la conclusion de l'entente. Les produits reportés sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de produits autres qu'énergétiques.

Dans le cadre du contrat de location-exploitation, OPG perçoit, auprès de Bruce Power, un loyer annuel consistant en un paiement de base établi selon un barème précis et un paiement supplémentaire de 25,5 millions de dollars par unité d'exploitation. La structure de paiement supplémentaire a été modifiée en mai 2001 et remplace l'entente initiale de partage du bénéfice net. Les produits de location de 178 millions de dollars (77 millions de dollars en 2001) ont été constatés à titre de produits autres qu'énergétiques.

La valeur comptable nette des immobilisations louées s'est établie respectivement à 780 millions de dollars et à 884 millions de dollars aux 31 décembre 2002 et 2001.

b) Bruce Power – Changement de propriété

En décembre 2002, British Energy plc a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été finalisée le 14 février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a assumé la part de la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenue précédemment par British Energy. Les installations de Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture, l'effet de 225 millions de dollars a été remboursé, et les versements de loyer ont commencé à être effectués tous les mois. De plus, de 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location-exploitation s'élèveront à 190 millions de dollars. Pour l'essentiel, les autres modalités du contrat d'exploitation demeurent inchangées.

c) Autres activités de cession de contrôle

En mai 2002, OPG a clôturé la vente de quatre centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi à Mississagi Power Trust. OPG a reçu un produit net au comptant de 342 millions de dollars et a constaté un gain avant impôts et taxes de 99 millions de dollars.

OPG continue d'évaluer des options pour la cession de contrôle des stations et s'est engagée à satisfaire à ses obligations dans le cadre de l'entente sur la réduction de pouvoir. Le processus visant à répondre aux exigences en matière de cession de contrôle de la production de fixation des prix a subi l'influence des conditions du marché actuelles dans le secteur de l'énergie en Amérique du Nord. Les montants que OPG réalisera en dernière analyse à l'égard de ces opérations potentielles pourraient être nettement différents des valeurs comptables inscrites aux états financiers.

14. RESTRUCTURATION

En 2001, OPG a approuvé un plan de restructuration destiné à améliorer sa compétitivité future. Le programme de restructuration porte sur une réduction de l'effectif de l'ordre de 2 000 employés sur une période de deux à trois ans. Les charges de restructuration comprennent des indemnités de cessation d'emploi de 254 millions de dollars et des charges de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi de 35 millions de dollars. Les charges de retraite et d'avantages postérieurs à l'emploi, constatées dans le cadre de la restructuration, sont incluses dans l'actif de retraite reporté et les autres avantages postérieurs à l'emploi, dans le bilan. Le coût total du programme de restructuration devrait s'élever à 400 millions de dollars.

La variation de la charge de restructuration pour les exercices terminés le 31 décembre 2002 et 2001 est comme suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Passif au début de l'exercice	**67**	-
Charges de restructuration	**222**	67
Versements	**(134)**	-
Passif à la fin de l'exercice	**155**	67

15. CONTRATS D'OPTION À TAUX INTERMÉDIAIRES

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé « Transition – Generation Corporation Designated Rate Options (« TRO »), OPG est tenue d'accorder un allégement de tarifs transitoire à certaines grandes sociétés d'énergie selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1er juillet 1999 au 30 juin 2000. Le contrat TRO est considéré comme une couverture des produits tirés des activités de production. Le volume maximal assujetti à l'allégement est estimé à environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, à 3,6 TWh au cours de la deuxième année et à 1,8 TWh pendant la troisième et la quatrième année. La durée maximale du programme est de quatre ans bien qu'il puisse prendre fin après deux ans si certains objectifs de cession de contrôle sont atteints.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats conclus dans le cadre du règlement TRO de l'Ontario a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date-là selon les meilleures estimations de la direction concernant la courbe des prix à terme, les commissions du marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. Il est possible que les résultats réels diffèrent sensiblement des montants estimatifs. La provision sera réduite sur la durée des contrats, en fonction du volume, et la réduction sera constatée dans les produits.

Depuis l'ouverture du marché le 1er mai 2002, la provision a été réduite de 66 millions de dollars. Au 31 décembre 2002, la tranche actuelle de la provision pour perte sur ces contrats s'élevait à 82 millions de dollars et était incluse dans les créditeurs et les charges à payer. La tranche à long terme de la provision, qui était incluse dans les créditeurs et les charges à payer à long terme, s'élevait à 62 millions de dollars.

16. RABAIS ASSOCIÉ À L'ENTENTE SUR LA RÉDUCTION DU POUVOIR SUR LE MARCHÉ

Dans le cadre de la licence de production de OPG, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation, la Société a la possibilité de réduire le volume d'énergie sujet au rabais lié à l'entente de réduction du pouvoir sur le marché en transférant le contrôle effectif de certaines de ses installations de production à d'autres participants du marché.Comme OPG transfère le contrôle effectif des installations et rencontre certains objectifs, elle peut déposer, auprès de la CÉO, une demande d'ordonnance établissant que les transactions représentent le transfert du contrôle effectif et éliminer ainsi une partie de l'obligation de rabais lié à une entente sur la réduction du pouvoir sur le marché.

En mai 2001, OPG a finalisé l'entente en vertu de laquelle elle loue ses centrales nucléaires de Bruce à Bruce Power et, en mai 2002, elle a terminé la vente à Mississagi Power Trust de quatre de ses centrales hydroélectriques situées le long de la rivière Mississagi. La Société a par conséquent déposé auprès de la CÉO des demandes de réduction du volume d'électricité assujetti au mécanisme de rabais (« allègement Q »). Même si la décision de la CÉO est inconnue, la Société pense avoir satisfait à toutes les exigences liées au transfert du contrôle effectif et devrait par conséquent obtenir une réduction des ventes d'électricité assujetties au rabais associé à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché. L'approbation des demandes par la CÉO devrait entraîner une réduction, de 101,8 TWh à 81,4 TWh, des volumes assujettis à un rabais au titre de l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché pour la période de règlement de 12 mois terminée le 30 avril 2003.

Comme le prix moyen sur le marché au comptant depuis le 1er mai 2002 a dépassé le plafond de 3,8 ¢ le kWh, OPG a inscrit au passif un total de 907 millions de dollars à titre de rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché jusqu'au 31 décembre 2002. Le rabais est égal à l'excédent du prix moyen au comptant sur 3,8 ¢ le kWh, multiplié par le volume des ventes d'électricité assujetti au mécanisme de rabais, s'appliquant uniquement aux centrales de production que OPG continue de contrôler. Le passif pour rabais lié à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché a été réduit à 572 millions de dollars au 31 décembre 2002 compte tenu d'un versement de 335 millions de dollars à la SIGMÉ en décembre 2002.

OPG s'attend à recevoir une décision de la CÉO au sujet de l'allégement Q au cours du deuxième trimestre de 2003. Si ses demandes ne sont pas approuvées, les bénéfices avant taxes et impôts de la période au cours de laquelle le calcul est effectué seront réduits du montant de l'allégement Q, qui totalisait environ 182 millions de dollars au 31 décembre 2002. Par ailleurs, la Société doit obtenir l'approbation de la CÉO au sujet de l'allégement Q avant la fin de la première période de règlement terminée le 30 avril 2003, condition imposée dans le cadre de la licence de production de OPG, afin d'être admissible à l'allégement Q au cours de cette période.

17. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, des frais de recherche et développement de 39 millions de dollars (39 millions de dollars en 2001) ont été imputés aux résultats. Aucuns frais de développement n'ont été capitalisés en 2002 (3 millions de dollars en 2001).

18. SECTEURS D'ACTIVITÉS

Description des secteurs isolables

À partir du 1er mai 2002, à la suite de l'ouverture du marché de l'électricité en Ontario à la libre concurrence, OPG a réparti ses activités entre deux secteurs : Production et Commercialisation de l'énergie. Une autre catégorie,Secteur non énergétique et autres, englobe les produits et certains coûts qui ne sont pas affectés aux deux secteurs d'affaires.

Secteur Production

OPG exerce son activité principale, la production et la vente d'électricité, en Ontario. Depuis le 1er mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité de OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits de OPG provient des ventes sur le marché au comptant. OPG tire également des produits de l'approvisionnement des réserves pour l'exploitation et des contrats de prestation de services connexes (réglage de la tension / soutien de la puissance réactive, capacité de

redémarrage à froid et réglage de production automatique). Avant l'ouverture du marché, OPG vendait de l'électricité selon des tarifs fixes, directement aux clients du marché de gros en Ontario, ainsi qu'aux clients des marchés interconnectés du Québec, du Manitoba et des régions du nord-est et du Midwest des États-Unis.

Secteur Commercialisation de l'énergie

Le secteur Commercialisation de l'énergie tire ses produits de différentes opérations financières et opérations physiques sur le marché de l'énergie, les gros consommateurs et les consommateurs intermédiaires étant des sociétés de service public, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et autres négociants et vendeurs au détail. La commercialisation de l'énergie dans les marchés déréglementés comprend la négociation, la vente de produits de gestion financière et la vente de produits énergétiques destinés à répondre aux besoins des clients en solutions énergétiques. Les résultats des transactions sur instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures des prix de l'énergie sont comptabilisés dans le secteur Commercialisation de l'énergie. OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Avant le 1er mai 2002, date d'ouverture du marché, l'activité liée à la commercialisation de l'énergie de OPG ne constituait pas un secteur isolable sur le plan comptable. Par conséquent, il n'y a aucun montant comparatif en 2001.

Secteur non énergétique et autres

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power qui vise ses centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent les produits de location, les intérêts débiteurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services connexes et techniques. Les produits autres qu'énergétiques englobent aussi les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières.

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 *(en millions de dollars)*	**Génération**	**Commercialisation de l'énergie**	**Secteur non énergétique et autres**	**Total**
Produits	5 364	59	323	5 746
Combustible	1 610	-	-	1 610
Achats d'électricité	290	-	-	290
Marge brute	3 464	59	323	3 846
Exploitation, entretien et administration	2 463	6	55	2 524
Amortissement	645	-	107	752
Impôts fonciers et sur le capital	101	-	14	115
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	-	-	210	210
Bénéfice (perte) d'exploitation avant la restructuration	255	53	(63)	245
Restructuration	-	-	222	222
Bénéfice (perte) d'exploitation	255	53	(285)	23
Autres bénéfices	-	-	171	171
Intérêts débiteurs nets	-	-	150	150
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	255	53	(264)	44

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 *(en millions de dollars)*	**Génération**	**Commercialisation de l'énergie**	**Secteur non énergétique et autres**	**Total**
Produits	5 945	-	294	6 239
Combustible	1 453	-	-	1 453
Achats d'électricité	879	-	-	879
Marge brute	3 613	-	294	3 907
Exploitation, entretien et administration	2 475	-	84	2 559
Amortissement	746	-	64	810
Impôts fonciers et sur le capital	97	-	17	114
Perte sur les contrats d'option à taux intermédiaires	295	-	129	424
Restructuration	-	-	67	67
Bénéfice (perte) d'exploitation	295	-	62	357
Autres bénéfices	-	-	-	-
Intérêts débiteurs nets	-	-	139	139
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	295	-	(77)	218

Données sélectionnées du bilan *(en millions de dollars)*	**Génération**	**Commercialisation de l'énergie**	**Secteur non énergétique et autres**	**Total**
31 décembre 2002				
Secteur immobilisations corporelles, montant net	**12 003**	**-**	**943**	**12 946**
31 décembre 2001				
Secteur immobilisations corporelles, montant net	12 026	-	955	12 981

Données sélectionnées des flux de trésorerie *(en millions de dollars)*				
Exercice terminé le 31 décembre 2002				
Dépenses en immobilisation	**869**	**-**	**-**	**869**
Exercice terminé le 31 décembre 2001				
Dépenses en immobilisation	739	-	-	739

La grande majorité des ventes a été effectuée au Canada. Depuis l'ouverture à la libre concurrence du marché de l'électricité en Ontario en mai 2002, l'ensemble de la production d'électricité de OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la SIGMÉ. Ainsi, la majorité des produits de OPG provenait des ventes sur le marché au comptant. Les ventes à la SIGMÉ ont représenté 70 % du total des produits pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (néant en 2001) et 75 % des débiteurs au 31 décembre 2002 (néant en 2001).

19. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Étant donné que la province de l'Ontario détient l'ensemble des actions de OPG, les apparentés comprennent la province de l'Ontario, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. (« Hydro One »), la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité («SIGMÉ»), la SFIÉO et la Corporation de retraite des services d'électricité de l'Ontario (« CRSEO »), qui gérait antérieurement la caisse de retraite au nom de OPG. OPG conclut aussi des opérations entre apparentés avec ses coentreprises et les entreprises dans lesquelles elle a une participation et sur lesquelles elle exerce une influence notable. Les opérations entre OPG et les apparentés se déroulent dans le cours normal des affaires et à des conditions commerciales normales. Elles se résument comme suit :

	2002		2001	
(en millions de dollars)	**Produits**	**Charges**	Produits	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	**742**	**-**	1 146	-
Services	**3**	**13**	8	36
Province de l'Ontario				
Frais sur les revenus bruts / redevance d'utilisation d'énergie hydraulique	**-**	**116**	-	109
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts / impôt foncier	**-**	**237**	-	194
Intérêt sur les effets à long terme	**-**	**192**	-	196
Impôts sur le capital	**-**	**48**	-	48
Impôts sur les bénéfices	**-**	**(3)**	-	66
SIGMÉ				
Ventes d'électricité	**3 371**	**-**	-	-
Services connexes	**82**	**67**	102	2
Coentreprises				
Services	**8**	**1**	9	42
Systèmes	**-**	**-**	-	12
CRSEO – services	**1**	**2**	6	-
	4 207	**673**	1 271	705

Au 31 décembre 2002, les débiteurs comportaient 4 millions de dollars (131 millions de dollars en 2001) à recevoir de Hydro One, 551 millions de dollars (9 millions de dollars en 2001) à recevoir de la SIGMÉ, un montant nul (2 millions de dollars en 2001) à recevoir de coentreprises et un montant nul (1 million de dollars en 2001) à recevoir de la CRSEO. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2002 incluaient un montant nul (3 millions de dollars en 2001) à payer à Hydro One, un montant nul (2 millions de dollars en 2001) à payer à la SIGMÉ, un montant nul (1 million de dollars en 2001) à payer à des coentreprises et un montant nul (1 million de dollars en 2001) à payer à la CRSEO.

20. AUTRES POSTES

Règlement de la CSPAAT

Pour les besoins de la classification de la Commission de la sécurité professionnelle et de l'assurance contre les accidents du travail (« CSPAAT »), OPG est passée du statut d'employeur autogéré inscrit au tableau 2 au statut d'employeur assujetti au paiement de prime inscrit au tableau 1. Au cours de 2002, la CSPAAT a assumé le passif à l'égard des demandes d'indemnités existantes et futures de OPG contre un paiement en espèces de 54,5 millions de dollars. Ainsi, le règlement de l'obligation entière est intervenu, et la Société a inscrit une réduction non récurrente de 24 millions de dollars des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration.

21. AUTRES PRODUITS

Les autres produits, qui comprennent le gain à la vente provenant des activités de cession de contrôle et d'autres programmes, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	**2002**	2001
Centrales de production de la rivière Mississagi (*note 13*)	**99**	-
Gain à la vente de placements à long terme	**54**	-
Division d'analyse de sécurité nucléaire	**11**	-
Placement dans New Horizon System Solutions Inc.	**4**	-
Placement dans Kinectrics Inc.	**3**	-
	171	-

Vente de la division d'analyse de sécurité nucléaire

En septembre 2002, la Société a finalisé la vente de sa division d'analyse de sécurité nucléaire à Nuclear Safety Systems, filiale en propriété exclusive de NNC Holdings Ltd. Le produit total de la vente s'est élevé à environ 20 millions de dollars, comprenant une somme au comptant d'environ 15 millions de dollars et l'hypothèse d'autres passifs d'environ 5 millions de dollars. La Société a inscrit un gain d'environ 11 millions de dollars.

Vente du placement dans New Horizon System Solutions Inc.

En mars 2002, OPG a cédé sa participation de 49 % dans la coentreprise New Horizon System Solutions Inc. (« New Horizon ») à Business Transformation Services Inc., filiale en propriété exclusive de Cap Gemini. OPG maintient son entente d'impartition de technologies de l'information de dix ans conclue avec New Horizon et amorcée en février 2001. La Société a inscrit un gain à la vente de 4 millions de dollars.

Vente du placement dans Kinectrics Inc.

En janvier 2002, OPG a vendu le solde de sa participation dans Kinectrics Inc. à 3982912 Canada Inc., filiale de AEA Technology plc, pour un produit au comptant de 12 millions de dollars. La Société a inscrit un gain à la vente de 3 millions de dollars.

22. VARIATIONS DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

(en millions de dollars)	2002	2001
Débiteurs	274	(50)
Effets à recevoir	(225)	-
Impôts sur les bénéfices recouvrables	(3)	(77)
Stocks de combustible	23	(293)
Matières et fournitures	(45)	(60)
Rabais à payer relativement à l'entente sur la réduction du pouvoir sur le marché	572	-
Créditeurs et charges à payer	(121)	33
	475	(447)

23. RÈGLEMENT ET ÉTAT DE LA DÉRÉGLEMENTATION EN ONTARIO

a) Loi 210 de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité

Le 1er mai 2002, l'Ontario a ouvert ses marchés de l'électricité de gros et de détail à la libre concurrence. Conséquemment à l'ouverture du marché, en novembre 2002, le gouvernement de l'Ontario a proposé la Loi 210 de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité. La loi est entrée en vigueur le 9 décembre 2002. La nouvelle législation et les règlements qui lui sont associés comportent les caractéristiques clés suivantes :

- À partir du 1er décembre 2002 et jusqu'au 30 avril 2006, le coût de l'électricité est fixé à 4,3 ¢ le kWh pour les petits consommateurs (dont la consommation annuelle est inférieure à 150 000 kWh) et d'autres consommateurs désignés, dont ceux qui ont une demande égale ou inférieure à 50 kWh.
- Ces consommateurs se verront rembourser la différence entre 4,3 ¢ par kWh et le montant qu'ils ont réellement versé depuis l'ouverture du marché.
- Les taux de transport et de distribution ainsi que les frais de l'exploitation de la SIGMÉ sont plafonnés à leurs niveaux actuels.
- Les charges de marché de la SIGMÉ imposées aux distributeurs ainsi qu'aux petits consommateurs et consommateurs désignés sont plafonnées à 0,62 ¢ le kWh.
- Le ministre de l'Énergie s'est vu conférer des pouvoirs accrus, notamment pour la révision des règles du marché établies par la SIGMÉ, afin de s'assurer que les nouvelles règles n'ont pas d'incidence excessive et contraire sur les intérêts des consommateurs pour ce qui est des tarifs, de la fiabilité ou de la qualité du service. Il a également la compétence de contrôler les tarifs approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CÉO ») et d'exiger l'amendement de certaines ordonnances.

› Les incitatifs fiscaux servent à promouvoir la conservation et l'utilisation de combustibles de remplacement, ainsi qu'à soutenir la production d'énergie pure grâce à un ensemble de mécanismes.

La nouvelle législation et les règlements connexes promulgués en novembre 2002 ne comprenaient aucune modification du prix de l'électricité ni des règles du marché relatives au marché en temps réel administré par la SIGMÉ ou au marché au comptant, pas plus qu'ils ne traitaient de l'établissement du prix de l'électricité pour les clients autres que les petits consommateurs et les consommateurs désignés. Étant donné qu'elle concerne les petits consommateurs et autres consommateurs désignés, la Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité ne devrait pas avoir d'incidence importante sur OPG.

b) Plan de protection des entreprises pour les gros consommateurs d'électricité en Ontario

Le 21 mars 2003, la province de l'Ontario a annoncé un plan de protection des entreprises pour les gros consommateurs d'électricité en Ontario. Dans le cadre de ce plan, les consommateurs dont la consommation annuelle ne dépasse pas 250 000 kWh feront partie des bénéficiaires du prix fixe de 4,3 ¢ le kWh de manière rétroactive au 1er mai 2002. Sauf dans le cas de certains clients désignés, tous les consommateurs dont la consommation annuelle dépasse les 250 000 kWh resteront dans les marchés de gros et de détail concurrentiels et recevront des rabais en vertu des ententes sur la réduction du pouvoir sur le marché pour la période de 12 mois terminée le 30 avril 2003. À partir du 1er mai 2003, les rabais accordés à ces clients seront fixés à 50 % de l'excédent du prix moyen du marché au comptant sur le marché administré par la SIGMÉ sur 3,8 ¢ le kWh, les rabais étant versés tous les trimestres. OPG continuera d'être liée par son engagement à l'égard du rabais en fonction de l'entente actuelle sur la réduction du pouvoir sur le marché, en vertu de laquelle le niveau de paiement dépend de la cession de contrôle mise en œuvre par OPG. Ce plan de protection des entreprises ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats d'exploitation de OPG.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

Jalynn Bennett
Présidente,
Jalynn H. Bennett &
Associates Ltd.

Graham Brown
Chef de l'exploitation,
Ontario Power Generation

Mark DeMichele
Président du conseil et
chef de la direction,Urban
Realty Partners L.L.C.

Bill Farlinger
Président du conseil
d'administration,
Ontario Power Generation

Paul Godfrey
Président et chef
de la direction,
Toronto Blue Jays
Baseball Club

L. Jacques Ménard
Président du conseil de BMO Nesbitt Burns
Président du Groupe de sociétés de la
Banque de Montréal

Ron Osborne
Président et chef
de la direction,
Ontario Power Generation

Brian Robbins
Président et chef de la direction,
EXCO Technologies Ltd.

Arthur Sawchuk
Président du conseil
d'administration,
Société financière Manuvie

Richard Murray Thomson
Président du conseil et chef
de la direction à la retraite,
La Banque Toronto-Dominion

GOUVERNANCE D'ENTREPRISE DE ONTARIO POWER GENERATION

Le conseil d'administration de Ontario Power Gener . se compose de douze administrateurs, dont sept de ses membres sont non reliés. Le président du conseil d'administration, Bill Farlinger, est élu par les actionnaires. Ron Osborne, président et chef de la direction, et Graham Brown, chef de l'exploitation, siègent au Conseil. Au 31 mars 2003, deux postes étaient vacants.

Le conseil d'administration, qui a institué quatre comités permanents, est responsable de la stratégie globale et de la direction de la Société. Le Conseil tient environ six réunions annuellement. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin.

Comité de vérification

Le comité de vérification offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant à la présentation de l'information financière; au caractère adéquat des conventions et pratiques comptables conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada; à la pertinence des procédés d'identification et de gestion des risques; à l'intégrité des contrôles internes; aux conventions et pratiques relatives à la déontologie commerciale; à la nomination, au mandat et aux honoraires des vérificateurs externes; et au mandat et au programme du vérificateur interne. En outre, le comité de vérification peut exercer une surveillance générale des aspects financiers, en vertu des pouvoirs qui lui sont conférés par le conseil d'administration. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. Membres : Richard Thomson (président), Jalynn Bennett, Brian Robbins et Bill Farlinger.

Comité des ressources humaines et de gouvernance d'entreprise

Le comité des ressources humaines et de gouvernance d'entreprise offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant à la nomination, l'évaluation annuelle du rendement et la rémunération du président et chef de la direction; à la planification de la relève; à l'évaluation annuelle de la performance de l'entreprise et à l'attribution des sommes en vertu du programme de primes annuelles de la Société; à la stratégie relative au régime de retraite, incluant les modifications, les prestations et la supervision du fonds; et à l'évaluation annuelle et à la rémunération des cadres supérieurs, effectuées par le président et chef de la direction. Le comité est également responsable de la gouvernance du Conseil de la Société, incluant la recommandation de candidats pour nomination au conseil d'administration, le mandat et la composition des comités du Conseil de même que toute autre initiative nécessaire au maintien d'une gouvernance d'entreprise exemplaire. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. Membres : Arthur Sawchuk (président), Paul Godfrey, Jalynn Bennett et Bill Farlinger.

Comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité

Le comité de l'environnement, de la santé et de la sécurité offre des conseils au conseil d'administration et lui soumet des recommandations quant aux politiques de l'entreprise en ce qui a trait à l'environnement, la santé et la sécurité; à la progression satisfaisante du respect de la réglementation; à la pertinence des procédés d'identification et de gestion des risques environnementaux, de santé et de sécurité et des possibilités d'amélioration constante; aux activités, tendances et faits récents dans les domaines de l'environnement, de la santé et de la sécurité pouvant avoir une incidence marquée sur les activités de OPG, ses actifs et sa réputation; et à la pertinence des mesures assurant un taux acceptable de risque radiologique pour les employés, le public et l'environnement. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. Membres : Jalynn Bennett (présidente), Jacques Ménard, Brian Robbins et Bill Farlinger.

Comité d'examen du nucléaire

Le comité d'examen du nucléaire a le mandat de surveiller le rendement de la Société en matière de nucléaire, particulièrement en ce qui a trait aux risques, à la sécurité et aux activités d'exploitation. En particulier, le comité avise le conseil d'administration sur les stratégies destinées à assurer l'exploitation sécuritaire et efficiente des installations; sur l'amélioration constante à moyen et à long terme; sur le respect de la réglementation dans les installations nucléaires de OPG; et sur la réception et l'examen des rapports sur les installations nucléaires de OPG émanant de conseillers et d'évaluateurs indépendants. Le comité se réunit quatre fois par année. Des réunions supplémentaires peuvent être convoquées au besoin. Membres : Mark DeMichele (président), Jacques Ménard, Paul Godfrey et Bill Farlinger.

HAUTE DIRECTION ET CADRES SUPÉRIEURS

Bill Farlinger[*†]
Président du conseil d'administration

Ron Osborne[*†]
Président
et chef de la direction

Graham Brown[*†]
Chef de l'exploitation

Bruce Boland
Vice-président principal,
Solutions clients

Giselle Branget[†]
Vice-présidente
et trésorière

Pierre Charlebois[*]
Chef de l'exploitation nucléaire et chef
ingénieur en sciences nucléaires

Richard Dicerni[*†]
Vice-président directeur
et secrétaire général

David Drinkwater[*Δ†]
Vice-président directeur
et chef des finances

Gary Grant
Vice-président principal,
Centrale nucléaire de Pickering

Adèle Malo
Vice-présidente,
Affaires juridiques et chef du
contentieux

Pat McNeil
Vice-président principal,
Stratégie et soutien nucléaire

Snick Meyers
Vice-président principal,
Négociation et gestion du portefeuille

John Murphy[*†]
Vice-président directeur,
Ressources humaines
et chef des questions éthiques

Bill Robinson
Vice-président principal,
Centrale nucléaire de Pickering A

Gregory Smith
Vice-président principal,
Centrale nucléaire de Darlington

Jim Twomey
Vice-président principal,
Production d'électricité

* *Comité de direction*

† *Membre de la direction*

Δ *est devenu chef des finances en avril 2003*

Ontario

- **3 centrales nucléaires**
- **2 centrales nucléaires louées à long terme à Bruce Power**
- **6 centrales à combustible fossile**
- **36 centrales hydroélectriques**
- **29 centrales hydroélectriques écologiques certifiées EcoLogo℠**
- **3 centrales éoliennes**
  (Incluent la participation de 50 pour cent de OPG dans Huron Wind)

- **3 centrales nucléaires**
- **2 centrales nucléaires louées à long terme à Bruce Power**
- **6 centrales à combustible fossile**
- **36 centrales hydroélectriques**
- **29 centrales hydroélectriques écologiques certifiées EcoLogo℠**
- **3 centrales éoliennes**
  (Incluent la participation de 50 pour cent de OPG dans Huron Wind)

This annual report is also available in English on our Web site – ce rapport annuel est également publié en anglais – à **www.opg.com**

Veuillez recycler.

Les matières utilisées dans ce rapport sont inoffensives pour l'environnement. Le papier de couverture et des pages intérieures est recyclé et recyclable, et contient au moins 10 % de matières recyclées après consommation. De l'encre végétale a été utilisée pour tout le document.

Le siège social de Ontario Power Generation Inc. est situé au 700 University Avenue, Toronto (Ontario) M5G 1X6;
téléphone : (416) 592-2555 ou 1 877 592-2555